



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DAVI MENDES GOMES

**ESTUDO DO SUPRIMENTO ENERGÉTICO E CERTIFICAÇÃO DE UMA PLANTA
DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO RENOVÁVEL A PARTIR DA ASSOCIAÇÃO DE
UM COMPLEXO EÓLICO E UM COMPLEXO FOTOVOLTAICO**

FORTALEZA

2023

DAVI MENDES GOMES

ESTUDO DO SUPRIMENTO ENERGÉTICO E CERTIFICAÇÃO DE UMA PLANTA DE
PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO RENOVÁVEL A PARTIR DA ASSOCIAÇÃO DE UM
COMPLEXO EÓLICO E UM COMPLEXO FOTOVOLTAICO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof^ª. PhD. Ruth Pastôra
Saraiva Leão.

Coorientador: Eng. Eletricista José Rafael
Pereira de Oliveira.

FORTALEZA

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

G613e Gomes, Davi Mendes.

Estudo do suprimento energético e certificação de uma planta de produção de hidrogênio renovável a partir da associação de um complexo eólico e um complexo fotovoltaico / Davi Mendes Gomes. – 2023. 99 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2023.

Orientação: Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

Coorientação: Prof. José Rafael Pereira de Oliveira.

1. Hidrogênio renovável. 2. Complementaridade de recursos energéticos. 3. Hidrogênio verde. 4. Geração associada. 5. Certificação de hidrogênio renovável. I. Título.

CDD 621.3

DAVI MENDES GOMES

ESTUDO DO SUPRIMENTO ENERGÉTICO E CERTIFICAÇÃO DE UMA PLANTA DE
PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO RENOVÁVEL A PARTIR DA ASSOCIAÇÃO DE UM
COMPLEXO EÓLICO E UM COMPLEXO FOTOVOLTAICO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 19/07/2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof^ª. PhD. Ruth Pastôra Saraiva Leão (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Eletricista José Rafael Pereira de
Oliveira (Coorientador)
Qair Brasil

Prof. Dr. Domenico Sgrò
Universidade Federal do Ceará (UFC)

M.e. Vinicius Andrade dos Santos
Qair Brasil

À minha família, que me apoiou incondicionalmente em cada passo da minha vida.

AGRADECIMENTOS

À Universidade Federal do Ceará, pela formação profissional e transformação pessoal.

À Energo Engenharia, pelo apoio e compreensão nessa última reta do curso.

Ao Ramo Estudantil IEEE UFC - Fortaleza, por renovar minha energia para o voluntariado e ter mostrado um propósito claro para minha vida profissional.

Ao IEEE SIGHT - UFC Fortaleza, por me mostrar que podemos retornar à sociedade, na prática, o que nos foi entregue através da educação pública.

Ao Grupo de Redes Elétricas Inteligentes (GREI), pelo apoio logístico e moral na reta final de escrita deste trabalho.

Ao Grupo de Desenvolvimento Aeroespacial (GDAe), pelos incontáveis momentos felizes, pelas histórias, derrotas e conquistas, mas principalmente pelas amizades feitas.

À Tecsys Júnior, por ter me permitido viver os anos mais intensos da minha vida. Pelo aprendizado, companheirismo e crescimento. Para sempre em minha memória.

À Prof^ª Natália Maria Cordeiro Barroso, por ter me incentivado a continuar, mesmo quando eu não acreditava que seria possível.

Ao Prof. Claus Franz Wehmann, pela amizade e apoio. Por me inspirar a ser um bom líder, participativo e presente.

À Prof^ª. Ruth Pastôra Saraiva Leão, pela orientação deste trabalho, pelo apoio, paciência, e contribuição em minha formação.

Aos amigos e amigas de outros cursos, com quem compartilhei dores e sorrisos.

Ao Movimento Empresa Júnior, por me dar lugar de crescimento e ampliação de minha visão de mundo.

Aos meus companheiros do mercado de trabalho, Marcelo Serra, Tomás Dahas, Marcelo Costa e Marília Brilhante, sempre sendo ombros de apoio.

À meus tios Marcos de Oliveira e Eduardo Gomes, pelo apoio em minha base educacional.

Aos amigos e amigas do meu curso, de movimento empresa júnior e de rotina universitária, Daniel Jaguaribe, Alysson Ponciano, Wesley Barata, Bruno Faustino, Gustavo Penaforte, Maria Annalyanne, Alice Freitas, Letícia Vasconcelos, Cláudio César, Gladson Renato, Yana Soares, Lucas Macena, Lucca Lemos, Raniere Paulino, João Luiz, Pedro Higor, Salomão Fayad, Bruno Wendel e Mayane Karen, por tantos momentos importantes compartilhados;

À Marisa Serejo, pela revisão textual deste trabalho, carinho e apoio nesse período turbulento.

À Sofia Carvalho, Amanda Nogueira, Gustavo Serra e Gabriel Nogueira, pelos bons momentos compartilhados.

À Aline Sena, Luisa Viana e Wendell Carlos, pela amizade, boas conversas e apoio contínuo.

Aos amigos e amigas da minha turma, Rafael Pereira, Gabriel Marçal, Pedro Tino, Stephany Aderaldo, Luana Marques, Melissa Viana, Guilherme Bezerra, Nathalia Drusila, Airton Borges, Matheus Alencar, Matheus Torres, Caio Nobre, Leonardo Milfont e Manoel Rubem, por compartilharem comigo a aventura que foi este curso.

À Brena Agostinho, pela amizade duradoura, carinho e lugar de descanso.

À meus pais, Luiz Otávio e Marinês Mendes e minhas irmãs, Sara Mendes e Rebeca Mendes, pelo amor e cuidado. Por me ensinarem a ser um bom homem.

"O que vale na vida não é o ponto de partida e sim a caminhada. Caminhando e semeando, no fim, terás o que colher." (Cora Coralina)

RESUMO

A urgência da mudança climática e a recente crise energética tem forçado muitos países a acelerar em direção à meta de uma economia neutra em carbono. O Hidrogênio (H_2) proveniente de fontes renováveis é uma maneira altamente eficiente de descarbonizar diferentes setores da economia que respondem por parte significativa das emissões globais de dióxido de carbono (CO_2), tais como produção de combustíveis e transportes. Diante do crescimento da utilização de fontes de energia renovável, tanto nacional quanto mundial, o hidrogênio de fonte renovável vem ganhando espaço e ampliando suas possibilidades. O Brasil tem potencial para se tornar um dos maiores produtores mundiais de hidrogênio proveniente de fonte renovável devido às suas vantagens naturais associadas a um sistema predominantemente renovável, além de um vasto arcabouço técnico e regulatório em termos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) lançou ao final de 2022 o documento base que trata sobre a certificação de hidrogênio produzido no mercado brasileiro, dando um passo importante para o protagonismo nacional no cenário global de hidrogênio e mostrando quais caminhos devem ser seguidos para os agentes interessados na exploração de tal produto. Este trabalho apresenta um estudo de caso no qual é certificada a produção de hidrogênio de uma planta industrial fictícia, com potência útil de 100 MW. A certificação se dá por meio da associação de dois parques de geração de energia elétrica distintos, sendo, um solar fotovoltaico, com 120 MW instalados e o outro, um parque eólico, com 180 MW instalados. A associação dos parques ocorre por meio de um *Power Purchase Agreement* (PPA), com base em 46 meses de dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). O trabalho conclui que por meio da correlação temporal trimestral, o PPA constituído garante o suprimento energético necessário para a produção de hidrogênio 100% proveniente de fonte renovável, quando este produtor de H_2 estiver enquadrado no Caso 1.1 da Certificação de Hidrogênio do Brasil, ou seja, quando o produtor de H_2 está conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) com PPA de fonte renovável. Ademais, este estudo destaca que fontes complementares de energia renovável podem atestar um maior nível de garantia da certificação de hidrogênio produzido como renovável.

Palavras-chave: Hidrogênio renovável; Complementaridade de recursos energéticos; Hidrogênio verde; Geração associada; Certificação de hidrogênio renovável.

ABSTRACT

The urgency of climate change and the recent energy crisis has forced many countries to accelerate towards the goal of a carbon-neutral economy. Hydrogen (H_2) from renewable sources is a highly efficient way to decarbonize different sectors of the economy that account for a significant part of global carbon dioxide (CO_2) emissions, such as food production and transport. In view of the growth in the use of renewable energy sources, both nationally and globally, renewable hydrogen has been gaining ground and expanding its possibilities. Brazil has the potential to become one of the world's largest producers of hydrogen from renewable sources due to its natural advantages associated with a predominantly renewable system, in addition to a vast technical and regulatory framework in terms of energy generation, transmission, distribution and commercialization. The Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) launched at the end of 2022 the base document that deals on the certification of hydrogen produced in the Brazilian market, taking an important step forward to the national protagonism in the global hydrogen scenario and showing which paths should be followed for agents interested in the exploitation of such a product. This work presents a case study in which the hydrogen production of a fictitious industrial plant is certified, with a net power of 100 MW. The certification takes place through the association of two different electricity generation parks, one solar photovoltaic, with 120 MW installed, and the other, a wind farm, with 180 MW installed. The association of the parks occurs by means of a Power Purchase Agreement (PPA), based on 46 months of data provided by the Operador Nacional do Sistema (ONS). The paper concludes that through the quarterly temporal correlation, the PPA constituted guarantees the energy supply necessary to produce hydrogen 100% from renewable source, when this producer of H_2 is framed in Case 1.1 of the Hydrogen Certification of Brazil, in other words, when the producer of H_2 is connected to the SIN with PPA from renewable source. In addition, this study highlights that complementary renewable energy sources can attest to a higher level of assurance of the certification of hydrogen produced as renewable.

Keywords: Renewable hydrogen; Complementarity of energy resources; Green hydrogen; Associated generation; Renewable hydrogen certification.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Gráfico dos níveis globais atmosféricos de CO_2	19
Figura 2 – Propriedades químicas do hidrogênio.	23
Figura 3 – Desenho conceitual do <i>Hippomobiler</i>	25
Figura 4 – Demanda de H_2 desde 1975.	26
Figura 5 – Demanda de hidrogênio por região e setor.	26
Figura 6 – Cadeia de valor do hidrogênio.	28
Figura 7 – Exemplo de separação de moléculas que possuem hidrogênio.	29
Figura 8 – O espectro de cores do hidrogênio	29
Figura 9 – Produção de hidrogênio por rota produtiva em 2020 e 2021	30
Figura 10 – Volume de armazenamento para 1 kg de hidrogênio.	31
Figura 11 – Plano europeu de transporte e distribuição de hidrogênio.	32
Figura 12 – Custos do hidrogênio a longo prazo a partir de sistemas solares fotovoltaicos e eólicos <i>onshore</i>	33
Figura 13 – Uso potencial do hidrogênio.	34
Figura 14 – Esquema de um processo típico de dessalinização SWRO.	39
Figura 15 – Capacidade instalada em operação até novembro de 2022.	41
Figura 16 – Escala de custo de produção de hidrogênio verde em <i>United States Dollar</i> (USD).	42
Figura 17 – Linha do tempo do arcabouço legal do hidrogênio no Brasil.	42
Figura 18 – Eixos temáticos que compõem o PNH2.	44
Figura 19 – Total diário da irradiação global horizontal no Brasil (média anual).	45
Figura 20 – HUB de hidrogênio verde no complexo portuário do Pecém	46
Figura 21 – Distância em dias do Porto do Pecém até alguns portos relevantes ao redor do mundo	48
Figura 22 – Comparação entre os atos delegados de maio e setembro de 2022	51
Figura 23 – Processo de certificação do hidrogênio renovável europeu.	53
Figura 24 – Trilha da certificação do hidrogênio brasileiro	54
Figura 25 – Produtor de H_2 conectado ao SIN com PPA de fonte renovável	55
Figura 26 – Produtor de H_2 conectado ao SIN com autoprodução de fonte renovável	56
Figura 27 – Produtor de H_2 conectado ao SIN com PPA + Autoprodução de fonte renovável	57

Figura 28 – Produtor de H_2 com conexão direta com autoprodução de fonte renovável (<i>off-grid</i>)	57
Figura 29 – Correlação espacial.	59
Figura 30 – Correlação temporal.	59
Figura 31 – Complementaridade espaço-temporal.	60
Figura 32 – Relação entre a disponibilidade dos recursos energéticos e a curva de carga na região Nordeste do Brasil.	60
Figura 33 – Mapa de médias anuais de regime diurno de vento.	61
Figura 34 – Tipologia de uma usina híbrida.	62
Figura 35 – Tipologia de uma usina associada.	63
Figura 36 – Aspecto do Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL) e inserção de camadas.	67
Figura 37 – <i>KMZ</i> com dados de usinas eólicas e fotovoltaicas no Brasil.	68
Figura 38 – Médias horárias por mês no estado da Bahia	69
Figura 39 – Geração média horária (MW) eólica na Bahia.	70
Figura 40 – Geração média horária (MW) solar na Bahia.	70
Figura 41 – Desvio padrão da geração média horária (MW) eólica na Bahia.	71
Figura 42 – Desvio padrão da geração média horária (MW) solar na Bahia.	72
Figura 43 – Velocidade média do vento na Bahia (2016 a 2019).	72
Figura 44 – Irradiação média global horizontal anual na Bahia (2016 a 2019).	73
Figura 45 – Aspecto da irradiação global horizontal anual na Bahia.	74
Figura 46 – Curva de geração média mensal do Parque EOL.	75
Figura 47 – Curva de geração média horária do Parque EOL.	76
Figura 48 – Curva de geração média mensal do Parque FV.	77
Figura 49 – Curva de geração média horária do Parque FV.	77
Figura 50 – Curva de geração média mensal de energia do FV + EOL.	78
Figura 51 – Curva de geração média horária de energia do FV + EOL.	79
Figura 52 – Perfil mensal de carga da Planta H_2	80
Figura 53 – Tipologia da modalidade de certificação deste trabalho.	81
Figura 54 – Média global horária de potência disponibilizada do Parque FV e do Parque EOL.	82
Figura 55 – Curva de potência disponibilizada associada na base horária.	83

Figura 56 – Curva mensal da exposição sobreposta dos valores de potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque EOL).	83
Figura 57 – Comparativo mensal entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque EOL).	84
Figura 58 – Balanço mensal entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque EOL).	84
Figura 59 – Comparação entre as curvas mensais de potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque FV).	85
Figura 60 – Comparativo mensal entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque FV).	85
Figura 61 – Balanço mensal entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque FV).	86
Figura 62 – Comparação entre as curvas mensais de potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (FV + EOL).	86
Figura 63 – Comparativo mensal entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (FV + EOL).	87
Figura 64 – Balanço mensal entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (FV + EOL).	87
Figura 65 – Comparação entre as curvas trimestrais de potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque EOL).	88
Figura 66 – Comparativo trimestral entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque EOL).	89
Figura 67 – Balanço trimestral entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque EOL).	89
Figura 68 – Comparativo trimestral, por sobreposição, entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque FV).	90
Figura 69 – Comparativo trimestral entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque FV).	90
Figura 70 – Balanço trimestral entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque FV).	91
Figura 71 – Comparação entre as curvas mensais de potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (FV + EOL).	91

Figura 72 – Comparativo trimestral entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (FV + EOL).	92
Figura 73 – Balanço trimestral entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (FV + EOL).	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Potencial eólico-elétrico estimado do Brasil.	46
Tabela 2 – FC Solar fotovoltaica e Eólica em 2022.	64
Tabela 3 – Fator de capacidade médio eólico entre 2019 e 2022.	66
Tabela 4 – Fator de capacidade médio solar entre 2019 e 2022.	66
Tabela 5 – Potência instalada por usina e total no parque eólico.	75
Tabela 6 – Potência instalada por usina e total no parque fotovoltaico.	76
Tabela 7 – Especificações deste trabalho para certificação do hidrogênio.	81
Tabela 8 – Segmentação do hidrogênio certificado mensalmente.	88
Tabela 9 – Segmentação do hidrogênio certificado trimestralmente.	92

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMA	Acompanhamento das Medições Anemométricas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo
AP	Autoprodução de Energia Renovável
AWE	<i>Alkaline Water Electrolysis</i>
BP	<i>Buster Pump</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCUS	<i>Carbon Capture, Utilisation and Storage</i>
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétricas
CIGRE	Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
CIPP S/A	Complexo Industrial e Portuário do Pecém
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COP21	Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
EBP	<i>Energy Big Push</i>
EOL	Usina Eólicoelétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERD	<i>Energy Recovery Device</i>
FC	Fator de Capacidade
FIEC	Federação das Indústrias do Estado do Ceará
GEE	Gases de Efeito de Estufa
HPP	<i>High Pressure Pumps</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
LABREN	Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
LCOH	<i>Levelized Cost of green Hydrogen</i>
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações

MEC	<i>Microbial Electrolysis Cell</i>
MME	Ministério de Minas e Energias
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
NT	Nota Técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PEM	<i>Proton Exchange Membranes</i>
PLS	Projeto de Lei Complementar apresentada por Senadores
PNH2	Programa Nacional de Hidrogênio
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
RED II	<i>Renewable Energy Directive II</i>
REN	Resolução Normativa
RFNBO	<i>Renewable Fuels of Non-Biological</i>
SIGEL	Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOE	<i>Solid Oxide Electrolysis</i>
SWRO	<i>Sea Water Reverse Osmosis</i>
TUST	Tarifa de Uso do Sistema Elétrico de Transmissão
UE	União Europeia
UFC	Universidade Federal do Ceará
UFV	Central Geradora Fotovoltaica
UGHs	Centrais Geradoras Híbridas
UHE	Usina Hidrelétrica
USD	<i>United States Dollar</i>
UTE	Usina Termoelétrica
UTN	Usina Termonuclear
ZPE	Zona de Processamento de Exportação

LISTA DE SÍMBOLOS

CO_2	Dióxido de carbono
$^{\circ}C$	Graus Celsius
H_2	Gás hidrogênio
H	Hidrogênio
H_2O	Água
CH_4	Metano
bar	Unidade pressão
O_2	Oxigênio
KOH	Hidróxido de potássio
$NaOH$	Hidróxido de sódio
mA	Miliampere
cm^2	Centímetros quadrados
l	Litro
GW	Gigawatt
MW	Megawatt
kW	Quilowatt
$Mtep$	Milhões de toneladas equivalentes de petróleo
Mt	Milhões de toneladas
kt	Quilotoneladas
kg	Quilogramas
USD	dólares estadunidenses
$Wh/m^2.dia$	Watt hora por metro quadrado
gCO_2eq/MJ	Intensidade de Carbono
Gl	Gigalitros
MJ	Megajoule

SUMÁRIO

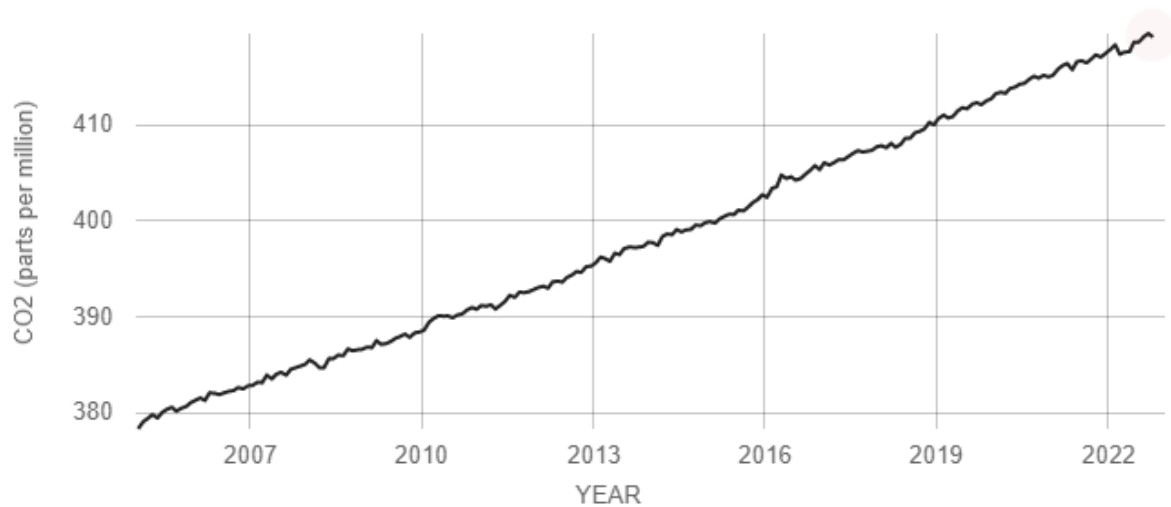
1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Objetivos	21
1.1.1	<i>Objetivo geral</i>	21
1.1.2	<i>Objetivos específicos</i>	21
1.2	Estrutura do trabalho	22
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	23
2.1	Hidrogênio	23
2.1.1	<i>Histórico do Hidrogênio</i>	24
2.1.2	<i>Demanda global de hidrogênio</i>	25
2.1.3	<i>Cadeia de valor do hidrogênio</i>	27
2.1.3.1	<i>Upstream: a produção do hidrogênio</i>	28
2.1.3.2	<i>Midstream: o armazenamento e transporte do hidrogênio</i>	31
2.1.3.3	<i>Downstream - o uso de hidrogênio</i>	33
2.2	Hidrogênio renovável	36
2.2.1	<i>Caracterização do hidrogênio renovável</i>	36
2.2.2	<i>Métodos produtivos do hidrogênio renovável</i>	36
2.2.3	<i>Eletrólise da água</i>	37
2.2.3.1	<i>Eletrólise de água alcalina (Alkaline Water Electrolysis (AWE))</i>	37
2.2.3.2	<i>Eletrólise de óxido sólido (Solid Oxide Electrolysis (SOE))</i>	38
2.2.3.3	<i>Eletrólise com membrana de polímeros (Proton Exchange Membranes (PEM))</i>	38
2.2.4	<i>Importância da dessalinização da água do mar</i>	38
2.2.5	<i>Cenário brasileiro</i>	40
2.2.5.1	<i>Capacidade instalada renovável</i>	40
2.2.5.2	<i>Arcabouço legal do hidrogênio no Brasil</i>	42
2.2.5.3	<i>Programa Nacional de Hidrogênio – Programa Nacional de Hidrogênio (PNH2)</i>	43
2.2.6	<i>O estado do Ceará na rota do hidrogênio</i>	44
2.2.6.1	<i>A importância estratégica do Porto do Pecém</i>	47
2.3	Certificação do hidrogênio	48
2.3.1	<i>Renewable Energy Directive</i>	49
2.3.1.1	<i>Revisão da RED II</i>	49

2.3.1.2	<i>Indicadores para o hidrogênio renovável na União Europeia (UE)</i>	52
2.3.1.3	<i>Certificação do hidrogênio renovável no Brasil</i>	53
2.3.1.4	<i>Caso 1.1: Produtor de H₂ conectado ao SIN com PPA de fonte renovável</i> . .	55
2.3.1.5	<i>Caso 1.2: Produtor de H₂ conectado ao SIN com autoprodução de fonte renovável</i>	56
2.3.1.6	<i>Caso 1.3: Produtor de H₂ conectado ao SIN com PPA + Autoprodução de fonte renovável</i>	56
2.3.1.7	<i>Caso 2: Produtor de H₂ com conexão direta com autoprodução de fonte renovável (off-grid)</i>	57
2.4	Complementaridade dos recursos energéticos	58
2.4.1	<i>Usinas híbridas e associadas</i>	61
3	METODOLOGIA	65
3.1	Caracterização da usina associada	65
3.1.1	<i>Aspectos geográficos</i>	66
3.1.2	<i>Complementaridade do recurso solar e eólico</i>	67
3.1.3	<i>Condições operacionais dos parques</i>	74
3.1.3.1	<i>Parque eólico</i>	75
3.1.3.2	<i>Parque solar fotovoltaico</i>	76
3.1.3.3	<i>Caracterização final da usina associada</i>	78
3.1.4	<i>Caracterização da planta de produção de hidrogênio</i>	79
3.1.5	<i>Certificação do hidrogênio produzido</i>	80
4	RESULTADOS	82
4.1	Complementaridade horária	82
4.2	Certificação do hidrogênio	83
4.2.1	<i>Cenário 1: correlação temporal mensal</i>	83
4.2.2	<i>Cenário 2: correlação temporal trimestral</i>	88
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	93
5.1	Trabalhos futuros	94
	REFERÊNCIAS	95

1 INTRODUÇÃO

O CO_2 é um importante gás de retenção de calor, ou gás de efeito estufa, que vem da extração e queima de combustíveis fósseis (como carvão, petróleo e gás natural), de incêndios florestais e de processos naturais como erupções vulcânicas. A Figura 1 mostra os níveis atmosféricos de CO_2 medidos no Observatório Mauna Loa, no Havaí, com as mudanças sazonais naturais removidas, destacando o crescimento do nível de CO_2 no período exposto (NASA, 2022).

Figura 1 – Gráfico dos níveis globais atmosféricos de CO_2



Fonte: NASA (2022).

Desde o início da Revolução Industrial no século 18, as atividades humanas aumentaram os níveis de CO_2 atmosférico em 50%, o que significa que a quantidade de CO_2 é agora 150% do seu valor em 1750. Isso é maior do que o que aconteceu naturalmente no final da última era glacial há 20.000 anos (NASA, 2022).

O processo de mudança climática é uma emergência global que ultrapassa fronteiras nacionais. É uma questão que requer cooperação internacional e soluções coordenadas em todos os níveis. Se mostra necessária ao ponto de colocar de lado diferenças políticas, ideológicas e econômicas.

Para enfrentar esse processo climático adverso e seus impactos negativos, líderes mundiais se reuniram na Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP21), em Paris, e alcançaram um avanço significativo em termos de entendimento, alinhamento e cooperação. Em 12 de dezembro de 2015 foi ratificado o Acordo de Paris. Líderes de 174 países e a união Europeia, assinaram e ratificaram o compromisso em reduzir as emissões de gases de

efeito estufa, a partir da transição energética dentro de suas cadeias produtivas, desenvolvimento de tecnologias *net-zero carbon*, recuperação hidrográfica e florestal, além do financiamento para projetos que contribuam para o cumprimento dos termos deste acordo (ONU, 2021).

O Acordo estabelece metas de longo prazo para orientar todas as nações que ratificaram-no:

- Reduzir substancialmente as emissões globais de gases de efeito estufa para limitar o aumento da temperatura global neste século a 2°C, enquanto busca esforços para limitar ainda mais o aumento a 1,5°C;
- Rever os compromissos dos países a cada cinco anos;
- Fornecer financiamento aos países em desenvolvimento para mitigar as mudanças climáticas, fortalecer a resiliência e melhorar as habilidades de adaptação aos impactos climáticos.

Nesse cenário, o hidrogênio se torna um ator de importância relevante para o avanço da transição energética mundial. Até tornarem-se parte integrante da indústria moderna, o hidrogênio e a energia têm compartilhado uma longa história, alimentando os primeiros motores de combustão interna há mais de 200 anos. O hidrogênio é leve, armazenável, denso em energia e não produz emissões diretas de poluentes ou gases de efeito estufa. Mas, para que o hidrogênio possa contribuir significativamente para as transições de energia limpa, ele precisa ser adotado em setores-chave, como transporte, construção civil e geração de energia (IEA, 2019a).

Em contrapartida, os custos de energia compõem a maior parte dos custos de produção de hidrogênio, representando em torno de 45% e 75% (IEA, 2019a), fazendo com que combustíveis mais baratos sejam utilizados prioritariamente, como o carvão mineral, tornando esse hidrogênio poluente no que diz respeito à quantidade de carbono emitido em sua rota produtiva. Nesse contexto, surge a necessidade de utilização de outras fontes de energia, limpas e renováveis, para que o hidrogênio produzido seja livre ou reduzido em carbono na sua rota produtiva, podendo, assim, ser classificado como hidrogênio verde ou azul e, conseqüentemente, impactar positivamente o cenário da transição energética global.

Novos métodos produtivos e topologias de conexão a partir de energia renovável ou nuclear oferecem uma alternativa ao uso de combustíveis fósseis e eletricidade da rede para a produção de hidrogênio. Com os custos decrescentes da eletricidade renovável, em particular das energias solar fotovoltaica e eólica, o interesse pelo hidrogênio eletrolítico está crescendo, havendo projetos demonstrativos ao redor do mundo apontando seu potencial e eficiência (IEA,

2019a). Esse contexto de desenvolvimento tecnológico e gerenciamento de recursos provoca o estudo de melhor uso dos recursos energéticos nas regiões produtoras ou com potencial de produção de hidrogênio, surgindo, assim, novas topologias de produção de energia, conexão de fontes energéticas e regulações específicas para a produção, certificação e comercialização do hidrogênio produzido.

O hidrogênio renovável desempenhará um papel fundamental na transição energética e, particularmente, na descarbonização de setores críticos, como indústria e transporte. Tendo isso em vista, é preciso eliminar as barreiras regulatórias desnecessárias e harmonizar os agentes envolvidos na cadeia produtiva e certificadora. Um exemplo dessa necessidade é que, os desenvolvedores de projetos enfrentam obstáculos onde a regulação e os requisitos de permissão não são claros ou são impróprios para novos propósitos ou são inconsistentes entre setores e países. Compartilhar conhecimento e alinhar processos é fundamental, inclusive para equipamentos, segurança e certificação de emissões de diferentes fontes. As complexas cadeias de suprimentos do hidrogênio significam que governos, empresas, comunidades e sociedade civil precisam estar em constante verificação, debate, alinhamentos e melhorias.

1.1 Objetivos

Nessa seção serão descritos os objetivos gerais e específicos deste trabalho.

1.1.1 Objetivo geral

Esse trabalho apresenta o panorama atual da certificação de hidrogênio produzido em território brasileiro cujo suprimento energético é feito por meio da associação de uma usina eólica e uma usina solar fotovoltaica. Esse panorama foi obtido através da comparação da curva de geração dessas usinas associada com a curva de carga de uma indústria fictícia de produção de hidrogênio renovável.

1.1.2 Objetivos específicos

- Compreender o estado da arte da certificação do hidrogênio como “renovável”.
- Compreender os aspectos envolvidos em associação do recurso solar e do recurso eólico;
- Traçar a curva de geração da associação de uma usina solar fotovoltaica e uma usina eólica;
- Dimensionar uma indústria de produção de hidrogênio a partir da disponibilidade do

- recurso energético;
- Fazer uma análise comparativa da curva de geração da usina associada com a curva de carga da indústria de produção de hidrogênio renovável, verificando a capacidade de certificação do hidrogênio produzido como “renovável”, de acordo com os atuais padrões e indicadores para certificação;
 - Analisar diferentes cenários produtivos da indústria de produção de hidrogênio, com base no histórico dos recursos eólico e solar;

1.2 Estrutura do trabalho

Este trabalho está descrito em cinco capítulos.

O Capítulo 1 apresenta uma breve introdução sobre o tema abordado, objetivos gerais e objetivos específicos e a estrutura em que este trabalho está organizado.

O Capítulo 2 apresenta conceitos e referenciais bibliográficos acerca do hidrogênio e sua cadeia produtiva. Neste capítulo será mostrado o que é o hidrogênio em suas formas natural e comercial e o conceito de hidrogênio renovável, seu histórico de utilização, sua demanda ao redor do mundo, sua cadeia de produção e o cenário brasileiro no contexto de produção e exportação de hidrogênio renovável. O capítulo 3 também discorre sobre o estado da arte da certificação do hidrogênio renovável, os agentes envolvidos na construção dos modelos de certificação e os seus indicadores. Esse capítulo tem, ainda, como assuntos a geração de energia renovável, o setor elétrico brasileiro em termos de agentes e mercado de energia, o recurso solar, o recurso eólico e o conceito sobre usinas associadas.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia adotada neste trabalho, a escolha dos recursos energéticos, a associação de duas usinas que utilizam recursos distintos e o levantamento de seus dados de geração, a caracterização da planta produtora de hidrogênio renovável e a obtenção da sua curva de carga.

No Capítulo 4, serão consolidados os dados obtidos, para que, através de uma análise embasada nos atuais indicadores de certificação, possa-se chegar a considerações de validação da certificação renovável do hidrogênio produzido na planta caracterizada.

Por fim, o Capítulo 5 traz as conclusões do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

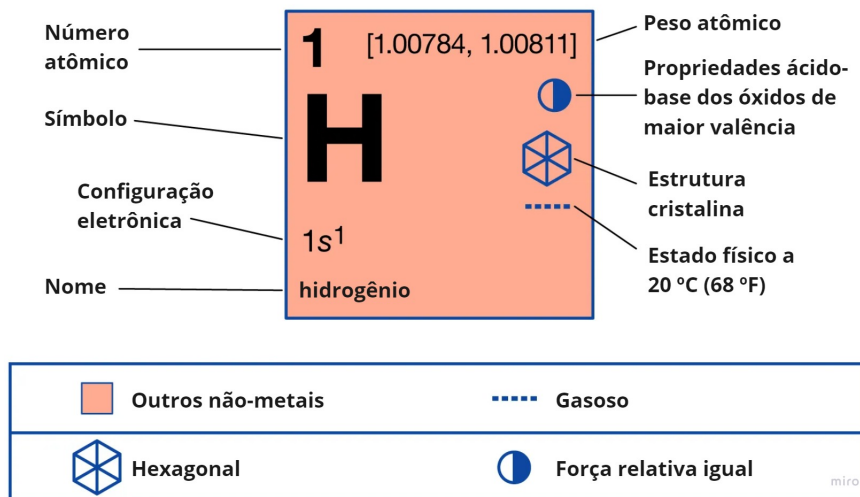
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, serão abordados conceitos e referenciais teóricos relevantes acerca do contexto histórico do hidrogênio, sua cadeia tecnológica e necessidades atuais para a produção de hidrogênio renovável e com carbono reduzido em termos de suprimento energético, de certificação e de regulação. Além disso, será tratado do cenário energético brasileiro, em aspectos de recursos eólico e solar, geração de energia elétrica a partir de usinas associadas e aspectos positivos brasileiros que favorecem a economia de hidrogênio.

2.1 Hidrogênio

Hidrogênio (*H*) é uma substância gasosa incolor, inodora, insípida e inflamável. É o membro mais simples da família dos elementos químicos (Figura 2). O átomo de hidrogênio tem um núcleo que consiste em um próton com uma unidade de carga elétrica positiva e um elétron com uma unidade de carga elétrica negativa que também está associado a esse núcleo. Sob condições normais, o gás hidrogênio é uma agregação frouxa de moléculas de hidrogênio, cada uma consistindo em um par de átomos, uma molécula diatômica, H_2 (JOLLY, 2022).

Figura 2 – Propriedades químicas do hidrogênio.



Fonte: Jolly (2022)

Embora o hidrogênio seja o elemento mais abundante no universo (três vezes mais abundante que o hélio), ele representa apenas cerca de 0,14% da crosta terrestre em peso. No entanto, ocorre em grandes quantidades como parte da água nos oceanos, blocos de gelo, rios, lagos e na atmosfera. Como parte de inúmeros compostos de carbono, o hidrogênio está presente

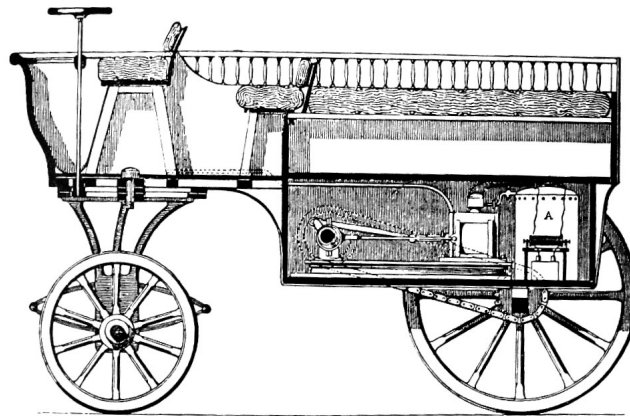
em todos os tecidos animais e vegetais e no petróleo. Mas, embora esteja presente em quase todas as moléculas dos seres vivos, é muito escasso como gás – menos de uma parte por milhão em volume (JOLLY, 2022).

2.1.1 Histórico do Hidrogênio

O primeiro registro científico acerca deste elemento químico data de 1520, quando o cientista alemão-suíço Theophrastus von Hohenheim, também conhecido como Paracelsus, descreveu um gás ascendente que provavelmente era hidrogênio. Ele não o nomeou, no entanto, e não descobriu nada sobre suas propriedades. Por volta de 1670, o alquimista irlandês Robert Boyle foi o primeiro a descobrir um gás inflamável que foi liberado durante uma reação entre ferro e ácido diluído. Em 1766, o físico e químico inglês Henry Cavendish o identificou como um elemento químico. Cavendish foi capaz de descrever com precisão as propriedades químicas desse elemento e pensou que esse “ar inflamável” não se originava do ácido, mas do metal. Mais tarde, em 1783, o químico francês Antoine Lavoisier deu ao elemento seu nome atual, hidrogênio (*H*). Em 1800, os cientistas ingleses William Nicholson e Sir Anthony Carlisle descobriram que juntando eletricidade e água, podem ser produzidos hidrogênio puro e oxigênio, assim, obtendo o que hoje é conhecido como eletrólise.

O interesse pela utilização do hidrogênio cresceu ao longo do século 19 e meados do século 20. Inventores, cientistas e companhias utilizaram o hidrogênio para desenvolver novas tecnologias. Em 1808, o inventor suíço François Isaac de Rivaz, desenvolveu o primeiro automóvel movido por combustão interna. Seu motor funcionava com uma mistura de gases hidrogênio e oxigênio (oxihidrogênio). Em 1863, o inventor belga Etienne Lenoir construiu um motor de 1 cilindro e 2 tempos chamado “*Hippomobile*” (Figura 3). O oxihidrogênio (também conhecido como “gás de água”) para o motor foi produzido pela eletrólise da água.

Figura 3 – Desenho conceitual do *Hippomobiler*.

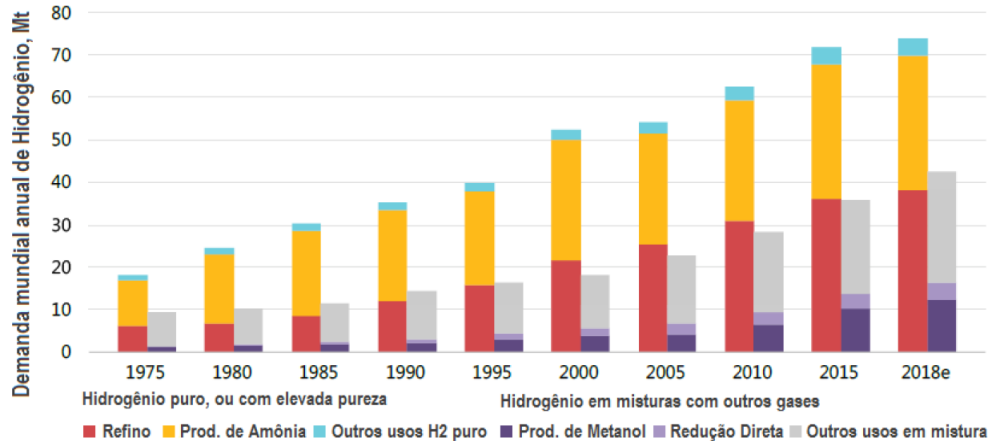


Fonte: Gasunie (2022)

Outra utilização notável para o hidrogênio foi no *Zeppelin* alemão *Hindenburg*, que em meados dos anos 1930, realizou dez voos transatlânticos entre a Alemanha e os Estados Unidos. Em 1959, o engenheiro inglês Francis Thomas Bacon construiu a primeira célula de combustível de hidrogênio-oxigênio prática de 5 kilowatt (kW), que, em seguida, foi utilizada como base para o programa espacial Apollo para geração de calor, eletricidade e provisão de água para a viagem espacial (GASUNIE, 2022).

2.1.2 Demanda global de hidrogênio

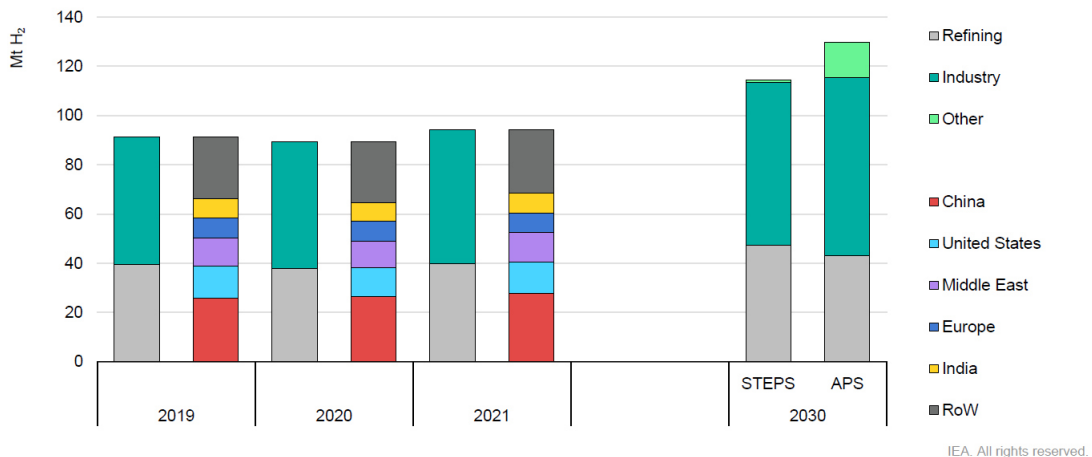
De acordo com o estudo "Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio", publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2021, a demanda por hidrogênio mais do que triplicou desde 1975 e continua a aumentar (Figura 4). Com relação à sua forma pura, a demanda é de cerca de 70 Milhões de toneladas (Mt) de H_2 /ano e é quase inteiramente produzida a partir de combustíveis fósseis, com 6% do gás natural global e 2% do carvão global indo para a produção de hidrogênio. Como consequência, sua produção é responsável por emissões de dióxido de carbono CO_2 de cerca de 830 Mt CO_2 /ano, equivalente às emissões de CO_2 da Indonésia e do Reino Unido juntas. Em termos de energia, a demanda anual total de hidrogênio em todo o mundo é de cerca de 330 Milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), maior do que o fornecimento de energia primária da Alemanha (IEA, 2019b).

Figura 4 – Demanda de H₂ desde 1975.

Fonte: (EPE, 2021a)

Em 2021, a demanda global de hidrogênio atingiu mais de 94 Mt, um aumento de 5% em relação a 2020 e comparado aos 91 Mt em 2019, logo antes da pandemia de COVID-19. A maior parte do aumento foi para o uso de hidrogênio em aplicações tradicionais, especialmente em produtos químicos, com quase 3 Mt de aumento, e no refino, com cerca de 2 Mt de aumento a partir de 2020. Estes subsetores, principalmente o de refino, foram fortemente afetados pela pandemia de COVID-19. De acordo com a *International Energy Agency* (IEA), a atividade que foi restringida devido aos bloqueios nacionais e internacionais e ao enfraquecimento econômico geral começou a se recuperar em 2021, conforme refletido no aumento da demanda de hidrogênio (IEA, 2022a). A Figura 5 ilustra a demanda de hidrogênio por setor e por região.

Figura 5 – Demanda de hidrogênio por região e setor.



Fonte: (IEA, 2022a)

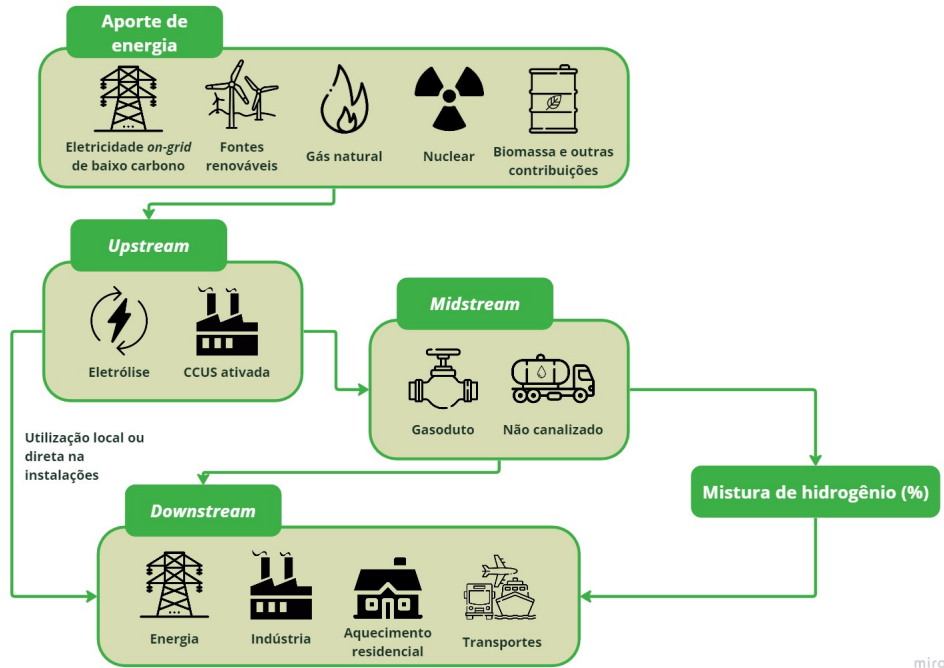
A demanda por hidrogênio em novas aplicações, como na indústria pesada, no

transporte, na geração de energia e no uso nos setores de construção civil ou na produção de combustíveis derivados do hidrogênio foi mais baixa em 2021 em comparação a 2020, em torno de 40 quilotoneladas (kt) de H_2 (cerca de 0,04% da demanda global de hidrogênio). O volume citado foi para uso principalmente no transporte rodoviário, que observou um aumento de 60% em comparação ao ano anterior. Isso reflete uma aceleração na fabricação e na utilização de veículos elétricos a célula de combustível, particularmente em caminhões pesados na China (IEA, 2022a). Apesar de utilizar carvão como a principal fonte energética atualmente, o governo chinês se mostra ambicioso em suas metas para descarbonização da sua matriz energética e em suas aplicações, como transporte e indústria. A China foi o maior consumidor mundial de H_2 em 2021, com demanda de cerca de 28 Mt de H_2 , um aumento de 5% em relação a 2020. Os Estados Unidos são o segundo maior e o Oriente Médio o terceiro maior consumidor, com consumo girando em torno de 12 Mt de H_2 cada, com demanda em 2021 aumentando 8% e 11%, respectivamente, em relação a 2020. A Europa é o quarto maior consumidor com demanda de mais de 8 Mt de H_2 em 2021, não sendo observado crescimento na demanda de H_2 com relação a 2020. A Índia é o quinto maior consumidor, com demanda de 8 Mt de H_2 , um aumento de 7% em relação a 2020 (IEA, 2022a). O refino de derivados de petróleo e o aumento na produção siderúrgica foram duramente afetados pela pandemia de COVID-19. A recuperação desses setores, que utilizam grandes quantidades de H_2 em seus processos, impactou diretamente a retomada no crescimento da demanda global de H_2 .

2.1.3 Cadeia de valor do hidrogênio

A cadeia de valor do hidrogênio pode ser categorizada em três partes: *upstream*, *midstream* e *downstream* (SHAMSI, 2021). A Figura 6 ilustra a cadeia de valor do H_2 incluindo também as principais fontes energéticas utilizadas em sua produção.

Figura 6 – Cadeia de valor do hidrogênio.

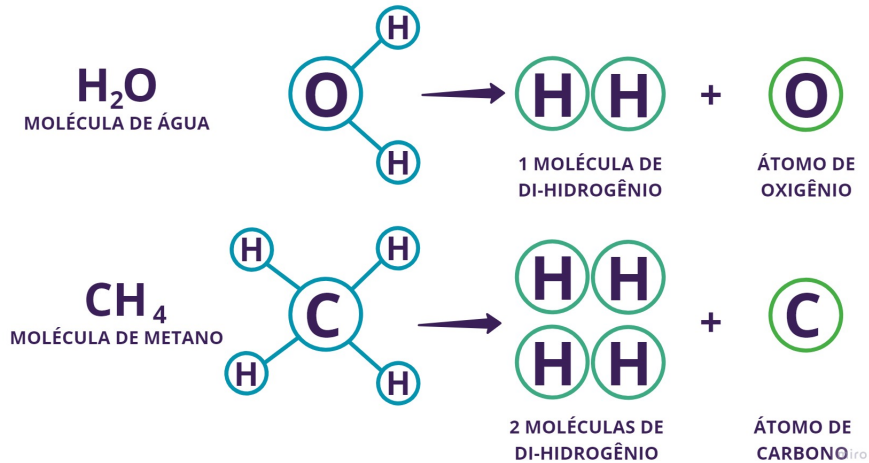


Fonte: Autor, adaptado de (GOVERNMENT, 2021).

2.1.3.1 Upstream: a produção do hidrogênio

O hidrogênio não é uma fonte primária de energia (EPE, 2017). Ou seja, para produzi-lo, é necessária a utilização de uma fonte de energia, assim como é a produção de eletricidade. O hidrogênio (H_2) ou di-hidrogênio está presente em muitas moléculas na Terra como na água (H_2O) e em hidrocarbonetos como o metano (CH_4). Para produzir hidrogênio, é necessário separar o di-hidrogênio dos outros átomos que compõem a molécula, o oxigênio na água e o carbono no metano. Este fato corrobora o espectro de cores do hidrogênio, pois sua rota de produção pode gerar mais, menos ou até zero elementos relacionados ao efeito estufa (EPE, 2017). A Figura 7 ilustra a separação das moléculas de água e metano.

Figura 7 – Exemplo de separação de moléculas que possuem hidrogênio.



Fonte: Autor, adaptado de (TEREGA, 2022).

O hidrogênio pode ser produzido a partir de diversos recursos, incluindo combustíveis fósseis, biomassa e eletrólise da água com eletricidade. O impacto ambiental e a eficiência energética dependem de qual rota produtiva foi seguida. Apesar de ser considerada como essencial para a transição energética, a emissão de carbono nas rotas produtivas de hidrogênio é relevante, tendo em vista aspectos tecnológicos e econômicos. São utilizadas terminologias de cor para diferenciar os tipos de hidrogênio com base nas rotas de produção dele (CHENG, 2022). Os mais relevantes são: hidrogênio cinza da gaseificação do carvão, hidrogênio azul da reforma do metano a vapor com captura de carbono e hidrogênio verde da eletrólise da água usando energia renovável (Figura 8).

Figura 8 – O espectro de cores do hidrogênio

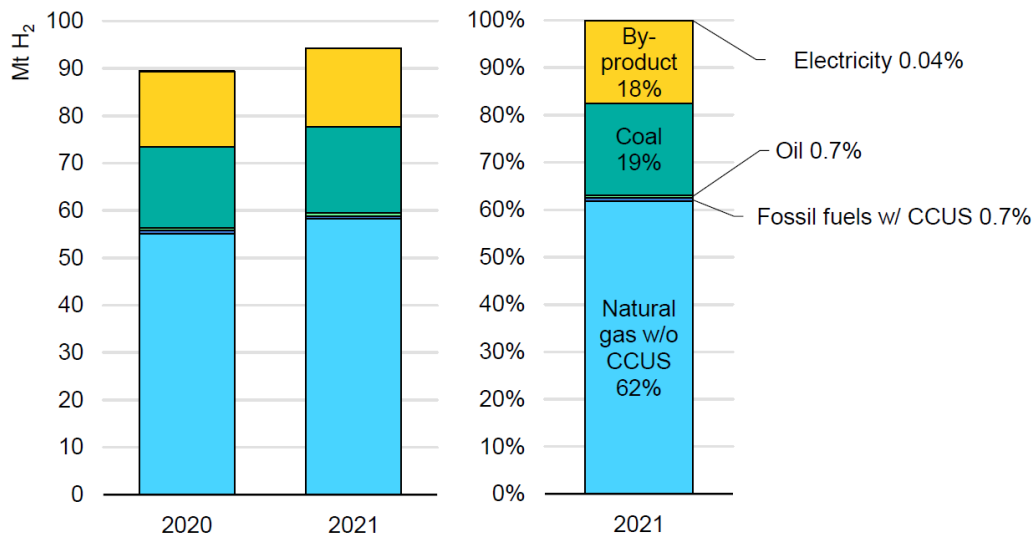
	Terminologia	Tecnologia	Matéria-prima/fonte de eletricidade	Pegada de GEE*
Produção via eletricidade	Hidrogênio Verde	Eletrólise	Eólica, solar, hidráulica, geotérmica, maremotriz	Mínima
	Hidrogênio Rosa/Roxo		Nuclear	
	Hidrogênio Amarelo		Energia da rede de origem mista	Média
Produção via combustíveis fósseis	Hidrogênio Azul	Reforma do gás natural + CCUS gaseificado + CCUS	Gás natural, carvão	Baixa
	Hidrogênio Turquesa	Pirólise	Gás natural	Carbono sólido (por produto)
	Hidrogênio Cinza	Reforma do gás natural		Média
	Hidrogênio Marrom	Gaseificação	Carvão marrom (lignito)	Alta
	Hidrogênio Preto		Carvão preto	

miro

Fonte: Autor, adaptado de (CHENG, 2022)

Atualmente, a utilização de gás natural sem captura de carbono, do inglês *Carbon Capture, Utilisation and Storage (CCUS)*, é a principal rota produtiva de hidrogênio, contabilizando 62% da produção total de H_2 em 2021. Hidrogênio também é produzido a partir da reforma de nafta, como sub produto deste processo em refinarias, contabilizando 18% da produção de H_2 em 2021. Outra rota produtiva importante é o carvão, contabilizando 19% da produção de H_2 em 2021. A rota produtiva de petróleo contribuiu com 0,7% da produção total de H_2 em 2021. Hidrogênio com baixa emissão de carbono representou cerca de 0,7% da produção total, sendo grande parte proveniente de combustíveis fósseis com captura de carbono (IEA, 2022a). A Figura 9 mostra a produção de hidrogênio por rota produtiva em 2020 e 2021. É possível notar o crescimento da produção após a pior fase da pandemia do COVID-19, com aumento da rota produtiva do gás natural sem captura de carbono.

Figura 9 – Produção de hidrogênio por rota produtiva em 2020 e 2021



IEA. All rights reserved.

Fonte: (IEA, 2022a)

2.1.3.2 Midstream: o armazenamento e transporte do hidrogênio

O hidrogênio é um gás leve, aproximadamente 11 vezes mais leve que o ar, e ocupa um volume maior do que os outros gases sob pressão atmosférica normal. Para armazenar quilograma (kg) de hidrogênio, é necessário um volume de cerca de 11 m³. Atualmente, o hidrogênio pode ser comprimido a 700 *bar* de pressão ou 350 *bar* para transporte (TEREGA, 2019) e 800 *bar* para tanques de armazenamento subterrâneo (IEA, 2022b). A boa operação das cadeias de valor do hidrogênio em larga escala e intercontinentais dependerá da disponibilidade de armazenamento adequado, capacidade e funcionalidade. Várias opções de armazenamento estão disponíveis hoje, tais como tanques e cilindros que permitem o transporte do hidrogênio por caminhão, estações de serviço e tanques de armazenamento em veículos movidos a hidrogênio. Também é possível armazenar o hidrogênio na forma líquida, através da liquefação (ZÜTTEL, 2004). Do mesmo modo, é possível armazená-lo na forma de amônia, metanol e outros hidrocarbonetos (KLERKE *et al.*, 2008). A Figura 10 ilustra a variação de volume de hidrogênio baseado em sua forma de armazenamento.

Figura 10 – Volume de armazenamento para 1 kg de hidrogênio.

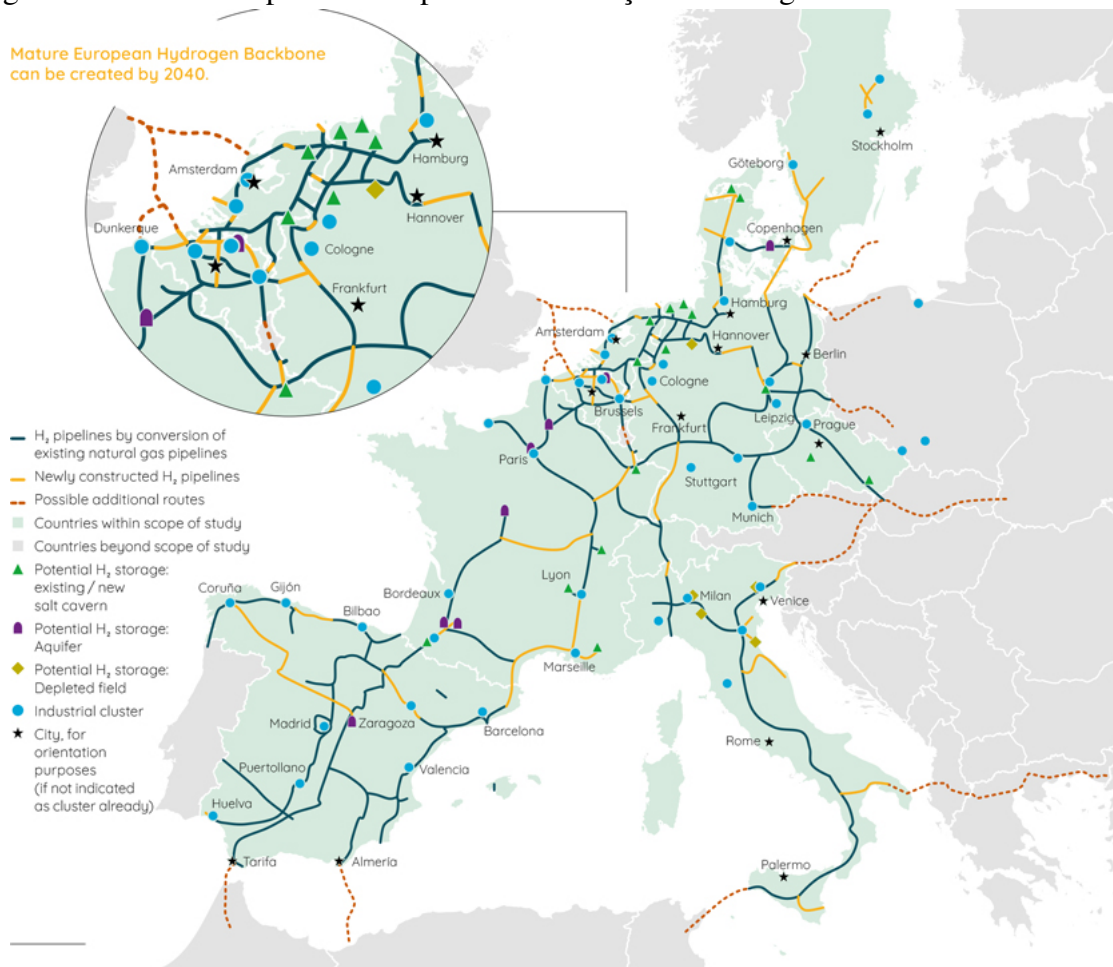


Fonte: Autor, adaptado de (TEREGA, 2022)

A transmissão para longas distâncias e a distribuição local de hidrogênio são difíceis dada a sua baixa densidade energética. Atualmente, o hidrogênio é distribuído por dutos para grandes volumes e longas distâncias, caminhões-tanque de hidrogênio liquefeito para volumes menores e longas distâncias ou carretas tubulares de alta pressão para distâncias mais curtas. Ensaios e experimentos em andamento na União Europeia e no Reino Unido estão testando a viabilidade comercial de misturar hidrogênio com gás natural e distribuir usando as redes de gás existentes (STRATEGY, 2022).

Diversos países possuem redes de gasodutos de gás natural em operação (Figura 11), que poderiam ser utilizadas para transportar e distribuir hidrogênio, mas ainda estão sendo realizados estudos para melhor definir os indicadores de pureza e as permissões para esse tipo de topologia de transporte. Também existem estudos para implantação de redes de oleodutos dedicadas ao transporte marítimo.

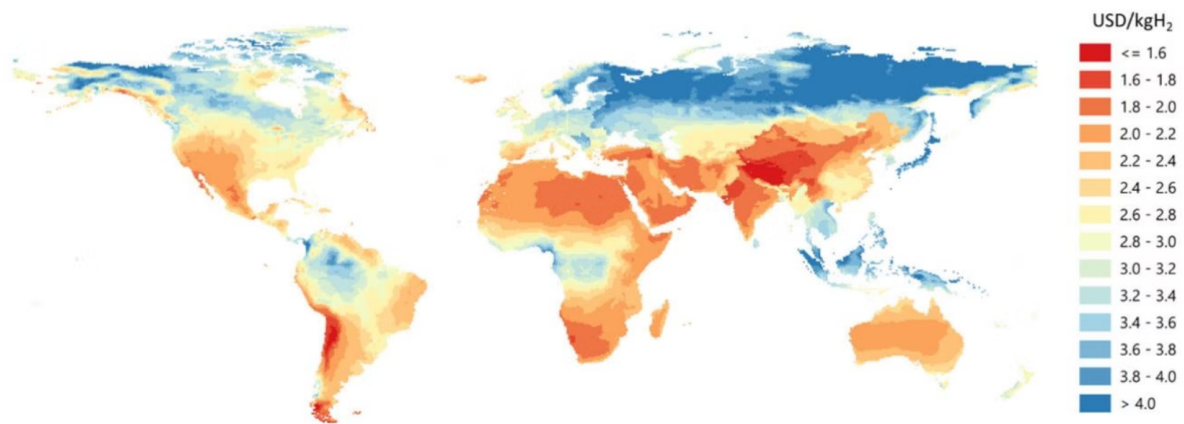
Figura 11 – Plano europeu de transporte e distribuição de hidrogênio.



Fonte: (FLUXYS, 2020)

Compressão, liquefação ou incorporação do hidrogênio em moléculas maiores são opções possíveis para ultrapassar este obstáculo de transporte e distribuição. Cada opção tem vantagens e desvantagens, e a escolha mais barata variará de acordo com a geografia, a distância, a escala e a utilização final requerida. Se o hidrogênio puder ser utilizado próximo do local onde é fabricado, estes custos poderão ser próximos de zero. Contudo, de acordo com o relatório *The future of Hydrogen* (IEA, 2019b), se o hidrogênio tiver de percorrer um longo caminho antes de poder ser utilizado, os custos de transmissão e distribuição poderão ser três vezes maiores do que os custos de produção do hidrogênio. Fato este que impacta diretamente as estratégias de desenvolvimento tecnológico, mercadológico e político acerca do hidrogênio, principalmente as modalidades de zero carbono e carbono reduzido (verde e azul), impulsionadas pela corrida mundial de transição energética. A Figura 12 ilustra os custos de produção de hidrogênio que utilizam em sua rota produtiva as matrizes solar e eólica, assim configurando-se como um produto renovável ou de baixo carbono. Pode-se observar que os menores custos de produção por kg concentram-se em regiões distantes dos maiores consumidores, estes citados neste trabalho, na Figura 5

Figura 12 – Custos do hidrogênio a longo prazo a partir de sistemas solares fotovoltaicos e eólicos *onshore*.



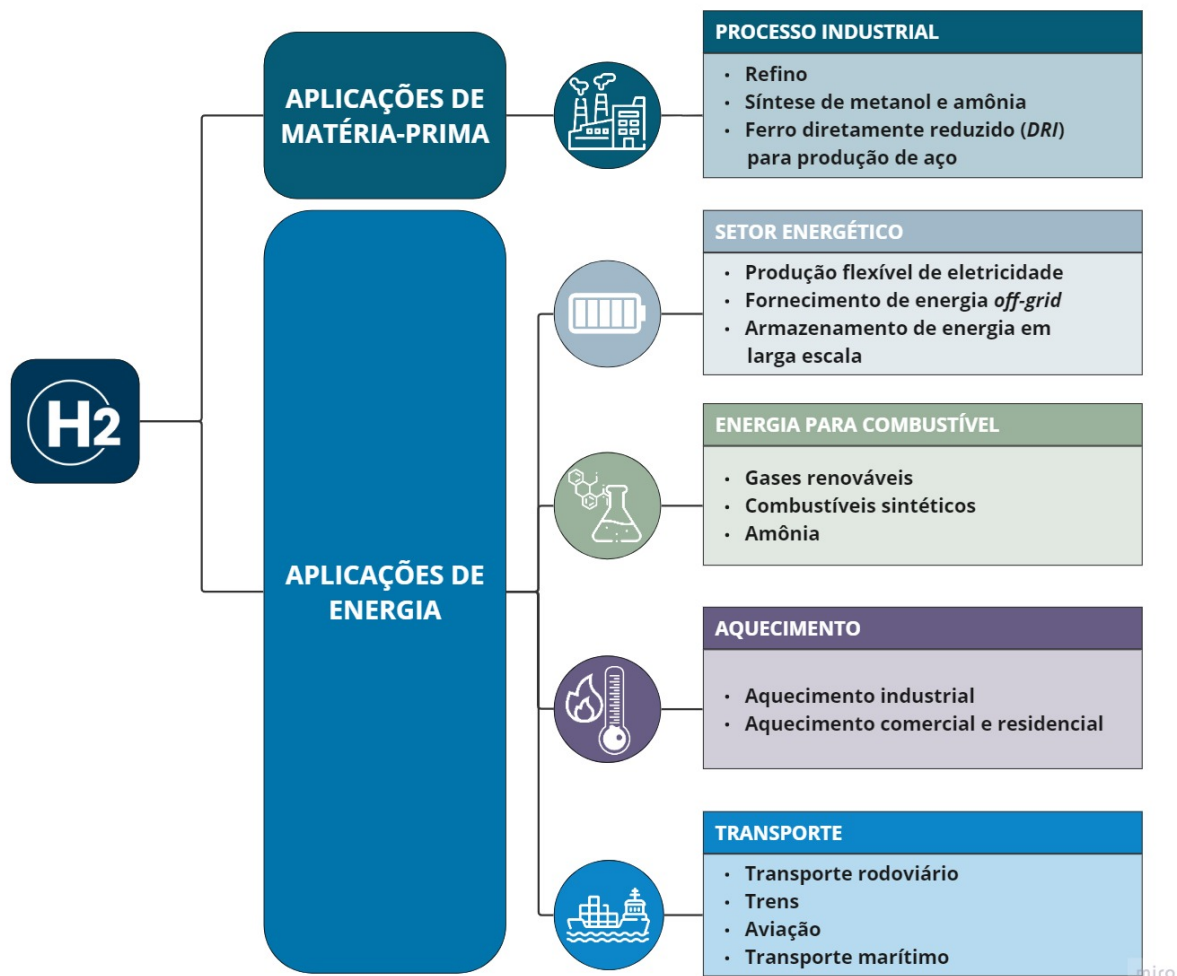
Fonte: (IEA, 2022a)

2.1.3.3 Downstream - o uso de hidrogênio

O hidrogênio é utilizado nas indústrias químicas e de outros processos em larga escala há décadas. As quatro principais utilizações do hidrogênio (tanto na forma pura como mista) são: o refino de petróleo (remove o enxofre dos combustíveis e melhora as frações de

óleo pesado) (33%), a produção de amônia (27%), a produção de metanol (11%) e a produção de aço através da redução direta do minério de ferro (3%) (IEA, 2019b). Na Holanda, por exemplo, o H_2 vem sendo utilizado na produção de vários tipos de plástico e como agente redutor e gás de processo para tratamento de superfície na indústria do vidro, na indústria metalúrgica e na indústria de semicondutores (GASUNIE, 2022). A Figura 13 apresenta algumas das aplicações mais importantes do hidrogênio.

Figura 13 – Uso potencial do hidrogênio.



Fonte: Autor, adaptado de IRENA (2015).

Devido à sua operação com zero ou quase zero emissões, o hidrogênio e as células de combustível têm o potencial de reduzir a emissão de gases de efeito estufa em diversas aplicações (STEFANIZZI *et al.*, 2021). Uma célula de combustível é um dispositivo eletroquímico que converte a energia química contida em um combustível (ELLIS *et al.*, 2001). Em 2017, uma análise financiada pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos mostrou que o hidrogênio e as células de combustível têm potencial para alcançar as seguintes reduções nas emissões:

- Veículos rodoviários leves: redução de mais de 50% a mais de 90% nas emissões em relação aos veículos a gasolina atuais.
- Veículos especiais: redução de mais de 35% nas emissões em relação às atuais empilhadeiras a diesel e a bateria.
- Ônibus urbanos: economias de combustível demonstradas de aproximadamente 1,5 vezes maiores do que os ônibus com motor de combustão interna a diesel e aproximadamente 2 vezes maiores do que os ônibus com motor de combustão interna a gás natural.
- Unidades de potência auxiliares: redução de mais de 60% nas emissões em relação ao motor de caminhão em marcha lenta.
- Sistemas combinados de calor e energia: redução de 35% a mais de 50% nas emissões em relação às fontes convencionais de calor e energia, com reduções maiores - acima de 80% - se for usado biogás ou hidrogênio de fontes de baixo ou zero carbono na célula de combustível (SATYAPAL, 2015)

Com a transição energética, estão surgindo novos planos para utilização do hidrogênio em escala global, como geração de eletricidade, aquecimento e abastecimento de diferentes modos de transporte (por exemplo, veículos pesados, ônibus, caminhões, transporte marítimo e aviação). Nos transportes, a competitividade dos automóveis a pilhas de combustível a hidrogênio depende dos custos das pilhas de combustível e das estações de reabastecimento, enquanto que para os caminhões a prioridade é reduzir o preço do hidrogênio entregue. A navegação e a aviação têm opções limitadas de combustíveis de baixo teor de carbono disponíveis e representam uma oportunidade para os combustíveis à base de hidrogênio. Na produção de energia, o hidrogênio é uma das principais opções para o armazenamento de energia renovável (IEA, 2022a). O hidrogênio e a amônia podem ser utilizados em turbinas a gás para aumentar a flexibilidade do sistema de energia. A amônia também pode ser utilizada em centrais elétricas alimentadas a carvão para reduzir as emissões de carbono dentro do processo de geração de energia, também conhecido como co-combustão (SAHU *et al.*, 2014).

2.2 Hidrogênio renovável

Nesta seção serão introduzidos a caracterização do hidrogênio renovável, seus métodos produtivos e os desafios em torno deste produto que tem grande importância para a transição energética global.

2.2.1 Caracterização do hidrogênio renovável

De acordo com o relatório *Green Hydrogen: A guide to policy making* (IEA, 2019b), hidrogênio renovável é aquele produzido sem emissões de gases de efeito estufa em sua rota produtiva. Entre as fontes renováveis que são consideradas para produzir hidrogênio, são mais utilizadas a fonte eólica e a fonte solar. A maioria dos métodos para a produção de hidrogênio renovável considera a obtenção de hidrogênio quer através de reações de divisão de moléculas de água (por exemplo, eletrólise de água, termólise de água, divisão fotocatalítica de água e divisão termoquímica de água), quer através da desidrogenação de moléculas portadoras de hidrogênio. Outro fator crucial para a caracterização do hidrogênio produzido como “renovável” é a sua certificação. A produção de hidrogênio requer muita energia, o que significa que dentro da sua cadeia de abastecimento, a carga de CO_2 aumenta, tal como a "pegada de carbono do produto". Desta forma, há uma grande importância no que tange à certificação do hidrogênio enquanto produto. O estado da arte da certificação do hidrogênio renovável será detalhado no item 2.3 deste trabalho.

2.2.2 Métodos produtivos do hidrogênio renovável

Muitas substâncias encontradas na natureza contêm hidrogênio. Como exemplo, podem ser citados os hidrocarbonetos fósseis, biomassa, sulfureto de hidrogênio, entre outras substâncias. Quando o hidrogênio é extraído de hidrocarbonetos fósseis, todo o dióxido de carbono deve ser processado (separado, sequestrado, etc.) de modo a que não sejam emitidos Gases de Efeito de Estufa (GEE) ou outros poluentes na atmosfera e o processo de extração do hidrogênio possa ser chamado "renovável". As formas de energia necessárias para extrair hidrogênio dos recursos naturais listados podem ser classificadas em quatro categorias internacionais de energia do hidrogênio nomeadamente térmica, elétrica, fotônica e bioquímica (DINCER, 2012). Estes tipos de energia podem ser obtidos a partir de fontes renováveis. Diversas tecnologias são utilizadas na produção de hidrogênio, seja ele renovável ou não, como destacado na (Figura

8) Neste trabalho será apresentada a principal forma de produção de hidrogênio renovável: a eletrólise da água.

2.2.3 *Eletrólise da água*

A eletrólise da água é um dos métodos mais básicos para gerar hidrogênio quase puro e é impulsionada pelo movimento de elétrons que circulam continuamente através de um circuito externo. O trabalho *Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review* (KUMAR, 2019) traz consigo um estudo detalhado do processo de eletrólise da água e considerações importantes para o entendimento do processo de produção do hidrogênio verde. É afirmado que a eletrólise da água tem vantagens consideráveis, tais como elevadas eficiências celular e maior taxa de produção de hidrogênio com elevada pureza, o que é mais vantajoso para a sua conversão adicional em energia elétrica utilizando células de combustível a baixa temperatura. No processo de eletrólise, a molécula da água é o reagente que é dissociado em hidrogênio (H_2) e oxigênio (O_2) sob a influência de eletricidade. A eletrólise da água pode ser classificada com base nos seus eletrólitos, condições de funcionamento e nos agentes iônicos, contudo os princípios de funcionamento são iguais. Os quatro tipos de eletrólise são: Eletrólise de água alcalina, do inglês AWE, Eletrólise de óxido sólido, do inglês SOE, Eletrólise com membrana de polímeros, do inglês PEM e Células de eletrólise microbiana, do inglês *Microbial Electrolysis Cell* (MEC). A seguir serão mostradas as três tecnologias mais difundidas para eletrólise, segundo a literatura (KUMAR, 2019).

2.2.3.1 *Eletrólise de água alcalina (AWE)*

A produção de hidrogênio por eletrólise alcalina da água é uma tecnologia bem estabelecida a nível comercial em todo o mundo. A eletrólise alcalina opera a temperaturas mais baixas, 30-80 °C, com uma solução aquosa de Hidróxido de potássio (KOH) e Hidróxido de sódio ($NaOH$) como o eletrólito. Este fato contribui para que esse método de eletrólise possua um custo operacional inferior aos outros métodos, aumentando também em vida útil do eletrolisador, ficando em torno de 15 anos de operação. Como aspectos negativos, podem ser citadas as densidades de corrente limitadas (abaixo de 400 mA/cm^2), baixa pressão de funcionamento e baixa eficiência energética (KUMAR, 2019)

2.2.3.2 *Eletrólise de óxido sólido (SOE)*

Em comparação aos outros tipos de eletrólise, a SOE consegue entregar um produto com uma eficiência maior e alto grau de pureza. A eletrólise do óxido sólido funciona a alta pressão e altas temperaturas 500-850 °C e utiliza a água sob a forma de vapor. A principal característica da tecnologia de eletrólise de óxido sólido (SOE) é a temperatura de funcionamento mais elevada, o que a torna vantajosa em comparação com a eletrólise a baixa temperatura. O SOE tem alguns problemas relacionados com a falta de estabilidade e degradação devido às altas temperaturas de operação, que têm de ser resolvidos antes de ir para a comercialização em grande escala (KUMAR, 2019).

2.2.3.3 *Eletrólise com membrana de polímeros (PEM)*

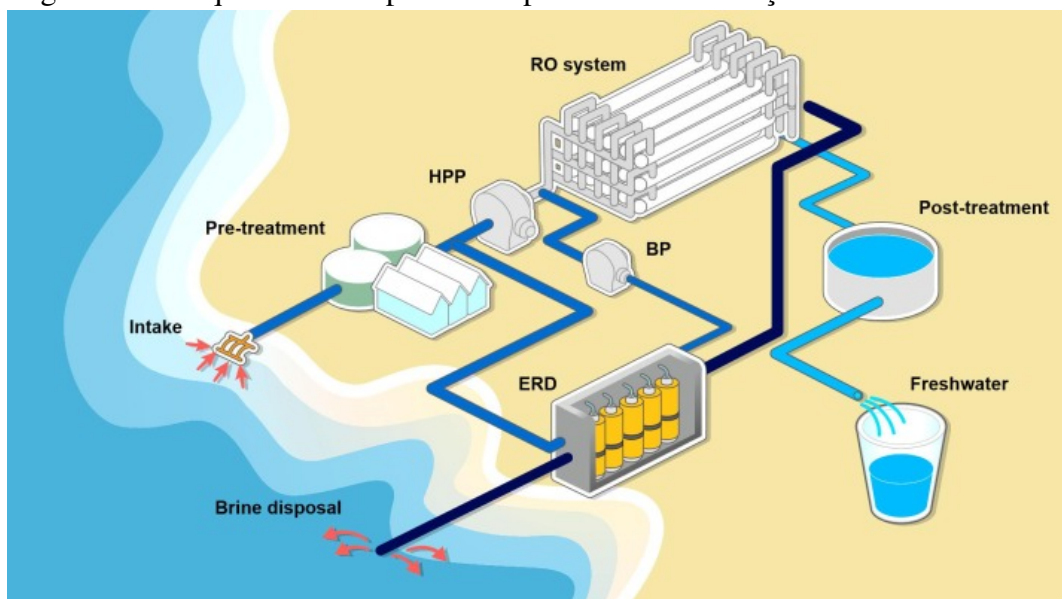
Estas membranas de troca de prótons têm muitas vantagens, tais como menor permeabilidade do gás, alta condutividade do próton, menor espessura da membrana e operações de alta pressão. Um ponto importante a ser citado é a eficiência. Em termos de sustentabilidade e impacto ambiental, a eletrólise de água PEM é um dos métodos favoráveis para a conversão de energia em hidrogênio com alto grau de pureza. Ele tem grandes vantagens como o *design* compacto, alta densidade de corrente, alta eficiência, resposta rápida, baixa pegada de carbono e funcionamento sob temperaturas mais baixas (20-80°C). A eficiência deste tipo de tecnologia varia de 50% a 68%, com uma projeção de eficiência maior que 80% para 2050 (TAIBI *et al.*, 2020). Um dos principais desafios na eletrólise de água PEM é reduzir o custo de produção e manter a elevada eficiência. Tendo em vista os desafios citados, vem ocorrendo estudos substanciais para melhorar os componentes da eletrólise de água (KUMAR, 2019).

2.2.4 *Importância da dessalinização da água do mar*

A dessalinização da água do mar, do inglês *Sea Water Reverse Osmosis* (SWRO), implica na grande importância da localização da planta produtora de hidrogênio, em termos de custos construtivos e operacionais. Também deve ser considerada a disponibilidade de recursos naturais na região escolhida para a implantação. O processo de eletrólise exige um volume de água a ser considerado em regiões onde não existe abundância do recurso hídrico ou ocorre sua escassez de forma sazonal. De um ponto de vista estequiométrico, a produção de H_2 através da eletrólise da água consome cerca de 9 kg de água por 1 kg de H_2 (SHI, 2020). Existem

vários tipos de eletrolisadores com desempenho tecnológico variável e, portanto, níveis de consumo de água diferentes (SCHMIDT *et al.*, 2017). Considerando algumas especificações dos fabricantes de eletrolisadores, são relatadas necessidades de água ligeiramente superiores por *kg* de H_2 , variando entre fornecedores e tipo de eletrolisador e variando entre 10,01 a 22,40 *l* por *kg* de H_2 produzido (SCHMIDT *et al.*, 2017). Desta forma, para regiões costeiras com potencial de produção de hidrogênio a partir da eletrólise da água, pode existir a viabilidade técnico-econômica para instalação de uma planta de dessalinização da água do mar para sua utilização no processo de eletrólise. Ademais, a dessalinização da água do mar pode vir a ser necessária devido à escassez de água presente nas regiões com maior potencial de geração de energia renovável (WOODS *et al.*, 2022). É apontado que a economia de produção de hidrogênio plenamente desenvolvida exigirá um volume de água de aproximadamente 34.500 ggalitros (*Gl*) por ano. (BESWICK *et al.*, 2021). Tendo isso em vista, é necessário entender o comportamento e variabilidade das chuvas nos locais e disponibilidade dos corpos hídricos para a produção de hidrogênio, para que seja obtido o equilíbrio entre a economia do hidrogênio, os ecossistemas e a sociedade em torno dos plantas de produção de H_2 (WOODS *et al.*, 2022). A Figura 14 mostra uma topologia típica de uma planta de dessalinização de água do mar (SWRO). Na Figura 14 são destacadas os seguintes itens: bomba de alta pressão, do inglês *High Pressure Pumps* (HPP); bomba de reforço, do inglês *Buster Pump* (BP); e o dispositivo de recuperação de energia, do inglês *Energy Recovery Device* (ERD)

Figura 14 – Esquema de um processo típico de dessalinização SWRO.



Fonte: (KUMAR, 2019)

2.2.5 *Cenário brasileiro*

O Brasil é um importante ator para a caminhada da transição energética global, devido a sua extensão territorial, recursos energéticos renováveis em abundância e um arcabouço técnico-governamental que favorece o desenvolvimento de novas tecnologias. Essa seção tratará esses pontos a fim de esclarecer alguns dos motivos que tornam o Brasil um local atrativo para investimentos na economia do hidrogênio.

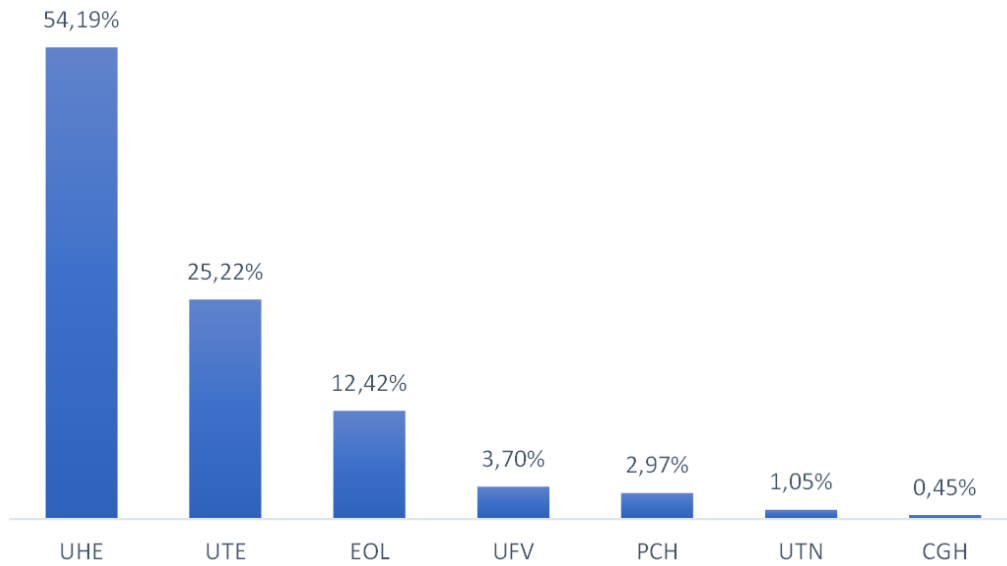
2.2.5.1 *Capacidade instalada renovável*

Em 2021, a empresa de consultoria estadunidense *McKinsey Company* realizou um estudo sobre os pontos que fazem do Brasil um potencial país produtor e exportador de hidrogênio verde, tais como a matriz energética (em sua capacidade instalada e a significativa representação de fontes renováveis), a disponibilidade de recursos solar e eólico e o custo competitivo de produção de hidrogênio verde. De acordo com o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022 (EPE, 2022), as plantas de geração fotovoltaicas foram o grande destaque de 2021, ocupando 2,6% da capacidade instalada brasileira. Até novembro de 2022, de acordo com relatório da ANEEL, a capacidade instalada fotovoltaica já ocupa 3,7% da matriz elétrica brasileira (EPE, 2022). A Figura 15 apresenta a alocação da capacidade instalada no Brasil em 2022, onde:

- Usina Hidrelétrica (UHE);
- Usina Termoelétrica (UTE);
- Usina Eólioelétrica (EOL);
- Central Geradora Fotovoltaica (UFV);
- Pequena Central Hidrelétrica (PCH);
- Usina Termonuclear (UTN);
- Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH).

O cenário favorável da matriz energética brasileira influencia positivamente também nos custos de produção do hidrogênio verde, fazendo do Brasil um local competitivo em comparação a outros países das Américas, por exemplo. Um indicador importante para esta análise é o *Levelized Cost of Energy* (LCOE), este sendo composto pelo custo de produção de energia, água e *Capital Expenditure* (CAPEX) e *Operational Expenditure* (OPEX) de eletrolisadores. O LCOE não inclui custos de conexão elétrica tais como linhas de transmissão, gasodutos e armazenamento, nem custos de distribuição e expedição.

Figura 15 – Capacidade instalada em operação até novembro de 2022.



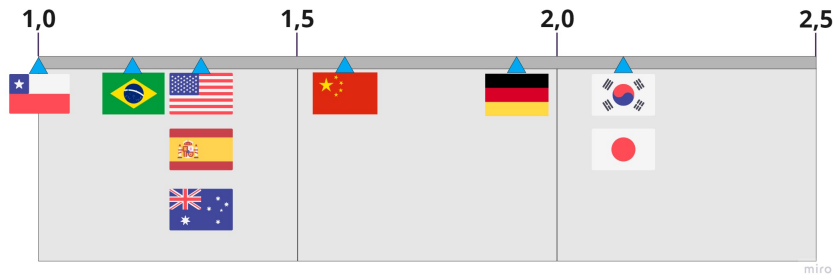
Fonte: Autor, adaptado de (ANEEL, 2022)

O crescimento da parcela renovável nos últimos anos é significativo. Em 2021, a parcela renovável da matriz elétrica era de 78,1% (MME, 2022a). Encerrando o ano de 2022, a participação renovável chegou ao recorde de 92% (CCEE, 2023). Um dos fatores para que o hidrogênio produzido seja considerado renovável é ter a energia utilizada em sua produção proveniente de fonte renovável. Então, possuir a maior parcela da matriz energética nacional renovável se torna um ponto positivo em estratégias de atração de investimento em território brasileiro em diversos pontos da rota produtiva do hidrogênio verde. Com o aumento da capacidade instalada solar e eólica e o barateamento da tecnologia aplicada na implementação de usinas geradoras de energia a partir desses recursos, o LCOE deverá reduzir em torno de 27% para recurso eólico e em torno de 46% para o recurso solar fotovoltaico (MCKINZEY, 2021)

O *Levelized Cost of green Hydrogen* (LCOH) produzido no Brasil seria de cerca de 1,5 USD por kg de H_2 em 2030. Esse valor é comparado ao LCOH dos melhores locais nos EUA, Austrália, Espanha e Arábia Saudita. Em 2040, este custo poderia baixar para aproximadamente 1,25 USD/kg de H_2 (MCKINZEY, 2021)

A Figura 16 mostra como a escala do custo de produção do hidrogênio renovável, em dólares estadunidenses, em alguns países relevantes em termos de demanda e potencial de produção. É possível verificar que o custo de produção na Alemanha, país que apresenta uma possível demanda de consumo do produto, é maior do que o custo de produção brasileiro, assim, pode-se notar uma força do território brasileiro como possível exportador.

Figura 16 – Escala de custo de produção de hidrogênio verde em USD.

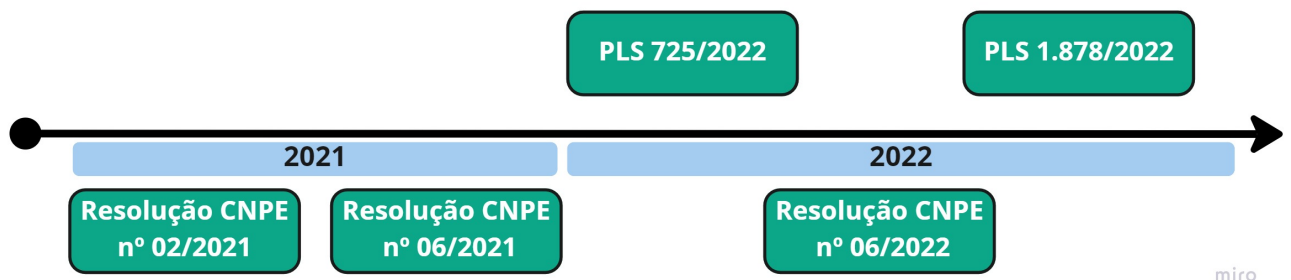


Fonte: Autor, adaptado de (MCKINZEY, 2021)

2.2.5.2 Arcabouço legal do hidrogênio no Brasil

As seguranças jurídica e institucional são de grande importância para o aumento do interesse em investimentos em tecnologia. Visando a um cenário nacional bem regulado, desde 2021, órgãos governamentais, tais como o Ministério de Minas e Energias (MME) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE), destinam tempo e recursos financeiros para desenhar processos e auxiliar na construção de leis que garantam o bom funcionamento da produção de hidrogênio no Brasil. Em 2021, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) deu o primeiro passo em direção à construção do arcabouço legal do hidrogênio, lançando a primeira resolução acerca do hidrogênio (EPE, 2021b). A Figura 22 mostra a linha do tempo do arcabouço legal relacionado à produção de hidrogênio no Brasil, destacando o Projeto de Lei Complementar apresentada por Senadores (PLS) 725/2022 e o PLS 1.878/2022.

Figura 17 – Linha do tempo do arcabouço legal do hidrogênio no Brasil.



Fonte: Autor

- Resolução CNPE nº02/2021: Estabelece orientações sobre pesquisa, desenvolvimento e inovação no setor de energia no País (MME, 2021a). Esta resolução orientou a Agência Nacional de Petróleo (ANP) e Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), destinarem recursos de P&D para projetos de hidrogênio. A EPE subsidiou tecnicamente o MME para

- a elaboração da resolução, com base nas informações do *Energy Big Push* (EBP) (EPE, 2021b).
- Resolução CNPE nº06/2021: Determinou a realização de estudo pelo MME e pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI), com apoio da EPE, para proposição de diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio PNH2. (MME, 2021b). Essa resolução também propôs a avaliação dos recursos energéticos brasileiros e a cadeia de valor do hidrogênio para o cenário do Brasil.
 - PLS 725/2022: Estabelece mecanismos de inserção do hidrogênio no setor energético nacional e designa parâmetros de incentivo ao uso do hidrogênio sustentável (MME, 2022d). Este PLS traz em seu texto a inserção do hidrogênio como vetor energético, alterando assim a Lei do Petróleo (LEI nº9.478).
 - Resolução CNPE nº06/2022: Institui o Programa Nacional de Hidrogênio (PNH2) e cria o Comitê Gestor do PNH2 (Coges-PNH2) (MME, 2022e).
 - PLS 1.878/2022: dispõe sobre diretrizes visando à normatização da produção e usos para fins energéticos do Hidrogênio Verde, bem como sobre as atribuições institucionais associadas a essa fonte, no âmbito da Política Energética Nacional, com o objetivo de promover o desenvolvimento desse vetor energético (MME, 2022c).

2.2.5.3 Programa Nacional de Hidrogênio – PNH2

O PNH2 foi concebido a fim de facilitar e potencializar a articulação e o desenvolvimento conjunto de três pilares fundamentais para o sucesso do progresso da economia de hidrogênio no Brasil: políticas públicas, tecnologia e mercado. As diretrizes do programa estão pautadas em seis eixos (Figura 18), sendo eles: o fortalecimento das bases bases científico-tecnológicas, a capacitação de recursos humanos, o planejamento energético, o arcabouço legal e regulatório-normativo, a abertura e o crescimento do mercado, além da competitividade e da cooperação internacional. (MME, 2022b)

O PNH2 traz consigo o fortalecimento institucional à economia de hidrogênio no Brasil, sendo mais uma ferramenta relevante para a atração de investimentos da área em território nacional.

Figura 18 – Eixos temáticos que compõem o PNH2.



Fonte: (EPE, 2021c)

2.2.6 O estado do Ceará na rota do hidrogênio

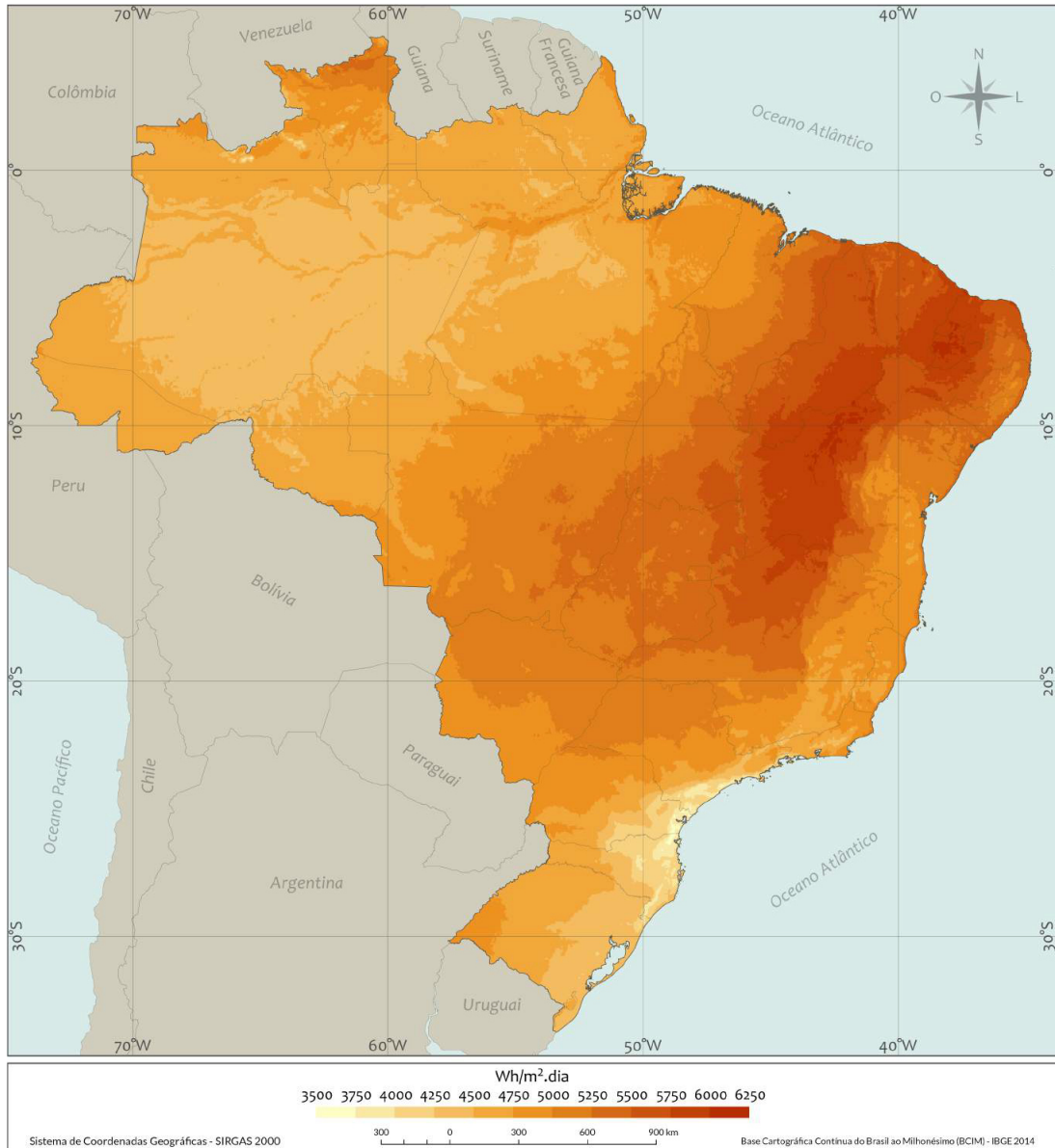
O estado do Ceará vem se destacando no cenário brasileiro com pioneirismo na introdução da produção de hidrogênio verde e na integração da cadeia produtiva deste recurso em termos de geração de energia através a) do abundante recurso solar e eólico presente no estado; b) da agregação da comunidade acadêmica na pesquisa e no desenvolvimento de tecnologia; c) da articulação comercial através de acordos internacionais; e d) de uma movimentação política para incentivos fiscais a fim de deixar o ecossistema industrial cearense mais atraente para investidores da área (SEDETCE, 2022). Dentre os pontos que tornam o estado do Ceará atrativo, elencados pelo Governo do Estado do Ceará, estão:

- Elevado potencial de energia eólica *onshore* (94 GW) e *offshore* (117 GW);
- Elevado potencial de energia solar (643 GW);
- Condições adequadas do Porto do Pecém para sediar um HUB de hidrogênio renovável;
- Estado com condições fiscais e administrativas confiáveis;
- Existência de Universidades e Institutos Tecnológicos;
- Qualidade da mão de obra;
- Rede de ensinos médio e superior para atender a demanda da nova cadeia produtiva.

De acordo com Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al.*, 2017), o Estado do Ceará se encontra dentro de um cinturão privilegiado, no qual as médias anuais de irradiação global horizontal se mostram superiores a outros estados brasileiros (Figura 19). No Ceará, de acordo com o Atlas, a média anual de irradiação global horizontal gira em torno de 5700 [Wh/m².dia] (INPE, 2016b). A base de dados utilizada para o cálculo dessa média anual é

disponibilizada pelo Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN).

Figura 19 – Total diário da irradiação global horizontal no Brasil (média anual).



Fonte: (PEREIRA *et al.*, 2017)

O potencial do recurso eólico também é citado pelo Governo do Estado do Ceará. De acordo com o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE *et al.*, 2001), o Estado do Ceará está inserido na região brasileira com maior potencial de produção de energia e instalação de novas usinas, conforme pode ser observado na Tabela 1.

Uma demonstração concreta da articulação do Estado do Ceará foi a afirmação da parceria do Governo do Ceará com a Federação das Indústrias do Estado do Ceará (FIEC), a Universidade Federal do Ceará (UFC) e o Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP S/A).

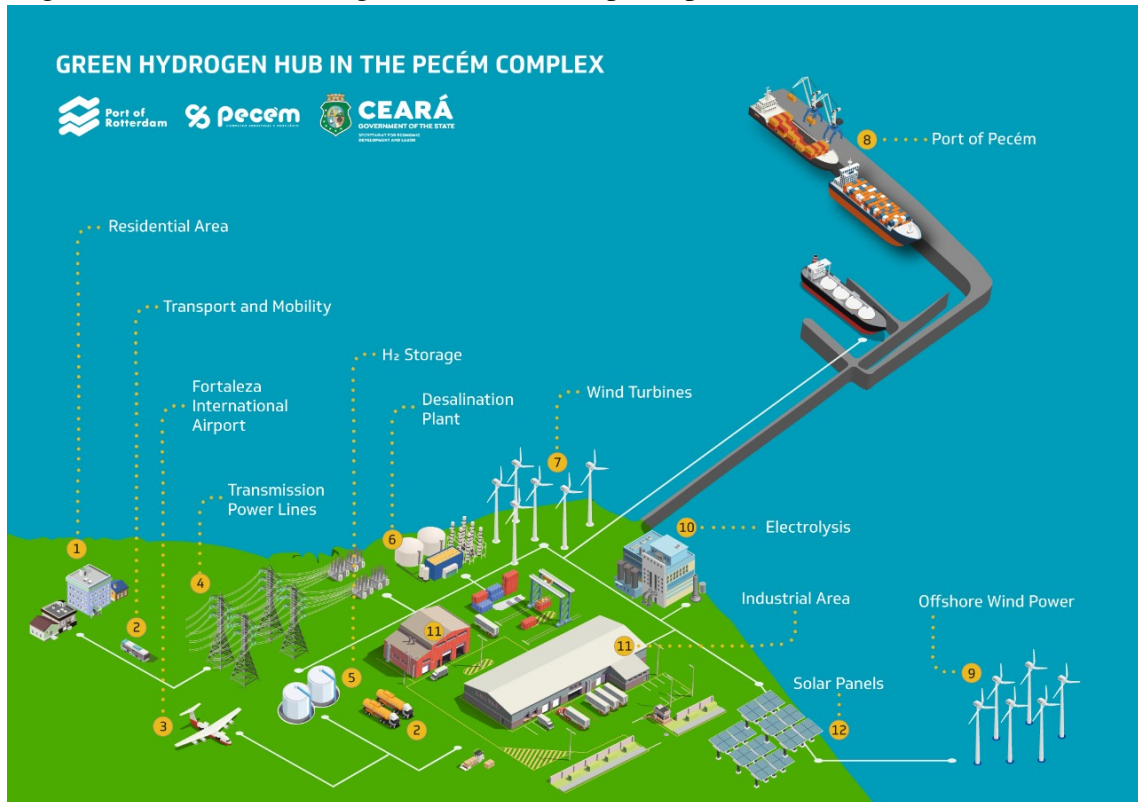
Tabela 1 – Potencial eólico-elétrico estimado do Brasil.

Região	Potência instalável (GW)	Energia anual (TWh/ano)
Norte	12,8	26,4
Nordeste	75	144,3
Centro-Oeste	3,1	5,4
Sudeste	29,7	54,9
Sul	22,8	41,1

Fonte: Autor, adaptado de (PEREIRA *et al.*, 2017).

Em 19 de fevereiro de 2021 foi assinado um Decreto para a criação do grupo de trabalho para o desenvolvimento de políticas públicas de energias renováveis para o desenvolvimento sustentável e para a configuração do HUB de hidrogênio renovável no Estado do Ceará (SEMACE, 2021). A Figura 20 foi apresentada no *Hydrogen Americas Summit 2022*, que ocorreu entre os dias 10 e 11 de outubro de 2022 e mostra de forma resumida o contexto em torno do HUB de hidrogênio verde do Ceará.

Figura 20 – HUB de hidrogênio verde no complexo portuário do Pecém



Fonte: (CEARÁ, 2022)

2.2.6.1 A importância estratégica do Porto do Pecém

O complexo portuário do Pecém é o principal porto do Estado do Ceará e está localizado na cidade de São Gonçalo do Amarante, distante pouco mais de 50km da capital, Fortaleza. Em 2021, o Porto do Pecém atingiu a marca de 22,4 milhões de toneladas movimentadas, tornando-se assim o segundo maior terminal portuário do nordeste do Brasil em termos de movimentação de carga. Devido ao crescimento da economia nacional e internacional e à procura do mercado relacionado, o Porto do Pecém espera aumentar a produtividade para 45 milhões de toneladas em 2030 (ROTTERDAM, 2022). O porto traz consigo algumas características que o tornam competitivo para o mercado de maneira geral, mas também para o ascendente mercado de hidrogênio renovável. Ele possui terminais *off-shore*, ou seja, a estrutura de carregamento dos navios é além da costa, que em conjunto com sua profundidade privilegiada, permite a atracagem de navios de maior porte (ROTTERDAM, 2022).

De acordo com o documento "HUB de hidrogênio verde do complexo do Pecém"(CEARA, 2021), o porto possui outros diferenciais importantes e relevantes, tais como:

- Proximidade aos mercados consumidores: localização geográfica que reduz o tempo de transporte do produto através de rotas marítimas que ligam o porto do Pecém à Europa e aos Estados Unidos (Figura 21).
- Áreas industriais em terrenos da Zona de Processamento de Exportação (ZPE), oferecendo benefícios tributários de ZPE e trazendo economia de 30% a 40% ao OPEX e CAPEX do investidor.
- Parceria com o Porto de Roterdã, que está se tornando o principal ZPE de hidrogênio na Europa.
- O Complexo do Pecém é um parque industrial consolidado com empresas do mercado consumidor de hidrogênio, como aço, fertilizantes, cimento, mineração e, futuramente, uma refinaria.
- Possui uma infraestrutura logística que integra as atividades industriais e portuárias.

A Zona de Processamento de Exportação é um distrito industrial de livre comércio, que disponibiliza regimes fiscal, administrativo e cambial diferenciados. A ZPE Ceará é a primeira em funcionamento no Brasil e apresenta como metas a atração e a instalação de empresas exportadoras nacionais e internacionais. Para essas empresas instaladas em uma ZPE, os benefícios previstos na Lei 11.508/07 são assegurados por 20 anos, com possibilidade de prorrogação.

rastreio da rota produtiva são necessários para monitorar as características do produto ao longo de toda a cadeia de valor, criar transparência, aumentar a procura e encorajar a transmissibilidade (IRENA, 2021). Há urgência na necessidade de que os atores globais envolvidos na cadeia de valor do hidrogênio (governos, indústrias, organizações da sociedade civil e organismos técnicos de base científica) coloquem esforços na criação de um sistema de rastreio operacional e rentável, visto a dificuldade em traçar e rastreabilidade dos certificados e do fluxo de energia renovável (IRENA, 2022).

2.3.1 Renewable Energy Directive

A diretiva das energias renováveis, do inglês *Renewable Energy Directive* (*Renewable Energy Directive II* (RED II)), é o quadro legal para o desenvolvimento das energias renováveis em todos os setores da economia da UE e apoia a cooperação entre os países da UE. Desde a introdução da primeira versão da *Renewable Energy Directive* (2009/28/CE) em 2009, a implantação de tecnologia e empreendimentos de energias renováveis tem crescido continuamente, atingindo mais de 22% em 2020 (COMMISSION, 2023). A RED foi revista em 2018 e é juridicamente vinculativa desde junho de 2021. A diretiva existente estabelece o objetivo global europeu para as energias renováveis e inclui regras para assegurar a aceitação das energias renováveis no setor dos transportes e no aquecimento e arrefecimento, bem como princípios e regras comuns para esquemas de apoio às energias renováveis, os direitos de produzir e consumir energias renováveis e de estabelecer comunidades de energias renováveis, e critérios de sustentabilidade para a biomassa. A diretiva também estabelece regras para remover barreiras, estimular investimentos e conduzir a reduções de custos em tecnologias de energias renováveis e dá poder aos cidadãos, consumidores e empresas para participarem na transformação da energia limpa.

2.3.1.1 Revisão da RED II

A diretiva é alterada de acordo com a necessidade que o contexto global promove ou a partir das metas que são atingidas ou que necessitam ser revistas. Após o início da guerra entre a Rússia e a Ucrânia em fevereiro de 2022 e a subsequente redução dos fluxos de gás natural da Rússia para a Europa, a Comissão Europeia introduziu o Plano *REPower EU* destinado a pôr fim à dependência dos combustíveis fósseis russos importados, incluindo através da produção de 10 milhões de toneladas por ano de hidrogênio verde doméstico (dentro da UE), com mais

10 milhões de toneladas por ano de hidrogênio verde importado. Embora isto constituísse um aumento significativo das ambições da Comissão quanto ao papel do hidrogênio verde na UE, trouxe uma atenção renovada às limitações no RED II que poderiam inibir a realização dos objetivos contidos no *Plano REPower EU* (BLOG, 2019).

O ato delegado publicado em maio de 2022 propôs pré-requisitos para a produção de combustíveis renováveis de origem não biológica, do inglês *Renewable Fuels of Non-Biological* (RFNBO), categoria esta que classifica o hidrogênio verde (inclusive nessa categoria pela RED original, em 2018).

Mas, para o entendimento dos itens propostos, é necessário conhecer o *Power Purchase Agreement* (PPA). Ele é um contrato de negociação de energia (compra e venda) em longo prazo. Sendo assim, é um documento feito entre um produtor de energia e um consumidor, cujo objetivo é estabelecer todas as diretrizes de compra e venda desse recurso. Os PPAs, no Brasil, são contabilizados periodicamente pela CCEE e essa contabilização consiste em verificar as diferenças entre os recursos e requisitos de um agente, ou seja, comparar a energia medida e a contratada (CCEE, 2020).

1. Eletricidade proveniente de uma conexão direta a uma fonte renovável: a planta de geração de energia não deve ter entrado em funcionamento antes de 36 meses previamente à instalação da RFNBO e não está ligada à rede elétrica (para demonstrar a adicionalidade;
2. Eletricidade proveniente da rede a partir de um PPA: o produtor de RFNBO deveria atender os seguintes critérios destacados na Figura 22.
3. Eletricidade proveniente da rede (sem PPA): a eletricidade retirada da rede sem PPA com um gerador de energia renovável ainda pode ser contabilizada como totalmente renovável desde que a quantidade média de energia renovável como proporção da eletricidade total da rede na zona de licitação no ano civil anterior tenha sido de pelo menos 90%.

O ato delegado citado acima trouxe pontos importantes, mas com aplicabilidade complexa devido às restrições impostas em termos de adicionalidade, correlação temporal e correlação geográfica. Em setembro de 2022, foi feita uma revisão no ato delegado citado acima, resultando em uma emenda que trouxe consigo mudanças importantes para a aplicabilidade da certificação do hidrogênio renovável (BLOG, 2019).

A retirada da adicionalidade aumenta a quantidade de plantas de geração de energia renovável elegíveis para os contratos de suprimento energético destinados à produção de hidrogênio verde, não necessitando, assim, da previsão obrigatória de implantação de novas usinas de

Figura 22 – Comparação entre os atos delegados de maio e setembro de 2022

	Ato delegado em maio de 2022	Emenda de setembro de 2022
<i>Adicionalidade</i>	<ul style="list-style-type: none"> • A planta de geração de energia renovável não deve ter entrado em funcionamento antes de 36 meses antes da instalação da RFNBO; • A planta de geração não pode receber nenhum incentivo estatal tarifário ou de impostos. 	<ul style="list-style-type: none"> • O requisito de adicionalidade foi excluído na sua totalidade, o que significa que a energia renovável pode ser proveniente de qualquer instalação de geração de energia renovável, independentemente de quando foi construída.
<i>Correlação temporal</i>	<ul style="list-style-type: none"> • A RFNBO deve ser produzida na mesma hora em que a energia renovável foi gerada (correspondência horária). 	<ul style="list-style-type: none"> • O período de balanceamento durante o qual a produção da RFNBO deve ser combinada com a produção de energia renovável foi alargado de hora em hora para trimestral.
<i>Correlação geográfica</i>	<p>A instalação RE deve ser localizada:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Na mesma "zona de licitação" que a instalação da RFNBO; • Numa zona de licitação vizinha, desde que o preço da energia renovável seja pelo menos igual ao preço da energia renovável na zona de licitação em que a instalação RFNBO está situada; • Num local ou zona de licitação offshore, adjacente à zona de licitação onde está situada a instalação da RFNBO. 	<ul style="list-style-type: none"> • A instalação de energia renovável deve estar no mesmo país que a instalação RFNBO ou num país vizinho (sem qualquer referência ao conceito de "zona de licitação"); ou • A instalação de energia renovável está localizada numa zona de licitação offshore adjacente ao país onde está situada a instalação RFNBO.

Fonte: (BLOG, 2019)

geração de energia renovável, reduzindo custos de fornecimento de energia (BLOG, 2019).

Outro ponto relevante proveniente da emenda de setembro de 2022 foi o aprimoramento na correlação temporal. A trimestralidade na correlação temporal permite que os produtores de hidrogênio tenham mais segurança com seus PPAs renováveis, visto que as fontes energéticas não são despacháveis e estão sujeitas à variações climáticas.

Os requisitos descritos na RED II são de suma importância para a boa continuidade da economia do hidrogênio verde. A diretiva impacta diretamente a tomada de decisão de investidores, pois apenas com uma boa definição desta, é que se poderá ter base sólidas regulatórias e, assim, ter segurança para os agentes envolvidos na cadeia de valor do hidrogênio verde.

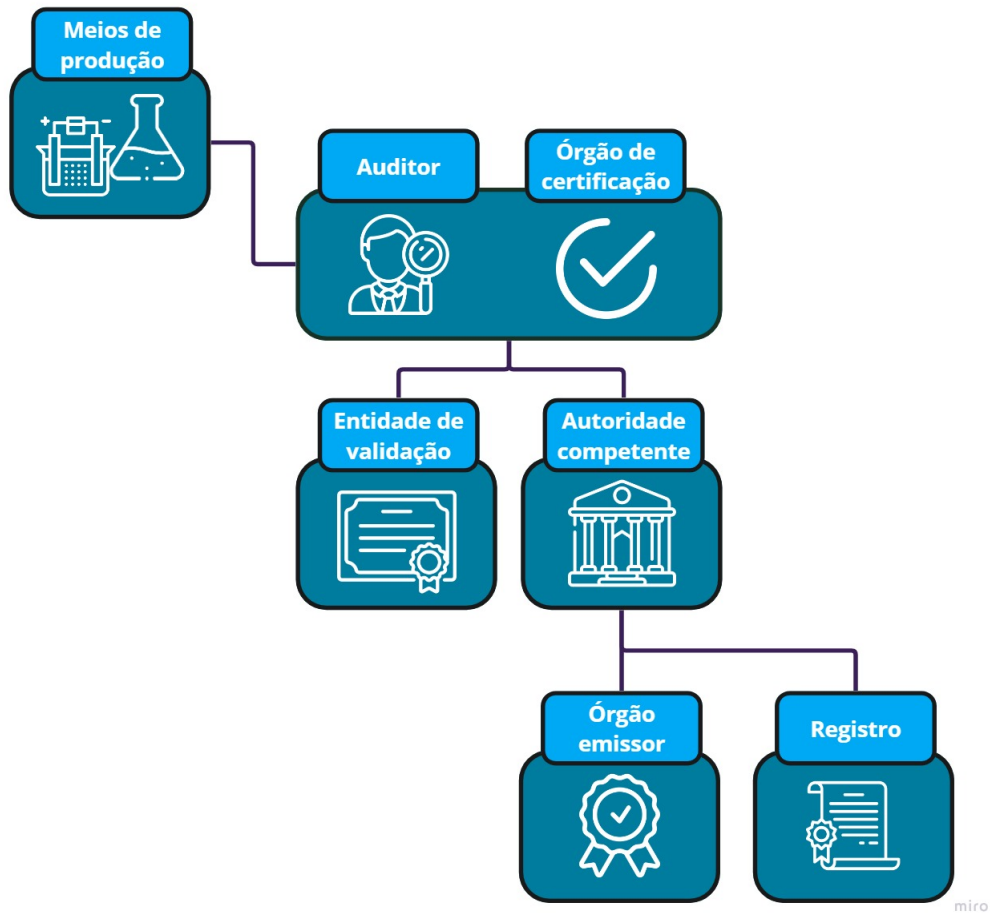
2.3.1.2 Indicadores para o hidrogênio renovável na UE

Tomando como base a RED II, os pré-requisitos para que aja a certificação do hidrogênio como “verde” para a União Europeia, além dos itens destacados na Figura 22, são:

- O hidrogênio deve ser originário de fontes renováveis (energia eólica, solar, térmica e fotovoltaica) e geotérmica, energia ambiente, das marés, das ondas e outras formas de energia oceânica, hidráulica, de biomassa, de gases dos aterros, de gases das instalações de tratamento de águas residuais, e biogás); e
- Com um balanço de gases com efeito de estufa abaixo de um limiar definido, que é no mínimo 60% inferior à produção de hidrogênio através da reforma a vapor do gás natural (processo de referência com uma pegada de carbono atual de GEE de $91 \text{ gCO}_2\text{eq}/\text{MJ}$), o que resulta em $36,4 \text{ gCO}_2\text{eq}/\text{MJ}$.

As empresas interessadas na certificação do seu produto devem seguir uma cadeia de emissão de dados de produção, auditoria com órgãos autorizados para, após isso, receberem o documento de certificação, por meio de uma empresa certificadora competente. A Figura 23 ilustra o processo de certificação citado acima.

Figura 23 – Processo de certificação do hidrogênio renovável europeu.



Fonte: Autor, adaptado de (CERTIFY, 2022)

É importante salientar a divisão de responsabilidade em cada etapa do processo de certificação, pois este é longo e é contabilizado desde a energia utilizada pela planta de produção de hidrogênio, até a distribuição do produto ao consumidor final (comprador do hidrogênio renovável).

2.3.1.3 Certificação do hidrogênio renovável no Brasil

O Brasil vem se mostrando como um agente promissor para o mercado de hidrogênio verde. O cenário do hidrogênio renovável brasileiro ganhou ainda mais força quando a CCEE obteve a aprovação do Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (CIGRE), na França, para participar de grupo de trabalho global sobre certificação de energia e hidrogênio renovável. De acordo com Ricardo Gedra, Gerente de Análise e Informações ao Mercado da CCEE, em entrevista dada ao canal MegaWhat, a certificação do hidrogênio

brasileiro trará segurança ao comprador do produto, pois garantirá a aquisição de um produto com rota produtiva de baixa emissão de carbono, obtendo, assim, certificação e espaço para comercializar seu produto em mercados com elevado nível de exigência, como o mercado europeu. A certificação agrega valor ao produto final industrializado, deixando clara a cadeia produtiva do hidrogênio utilizado e mostrando se há algum grau de carbono na rota tecnológica de produção dele (MEGAWHAT, 2022).

Ao longo do ano de 2022, a CCEE trabalhou em parceria com outros agentes envolvidos na cadeia de valor do hidrogênio na construção de um modelo inicial de certificação para o hidrogênio brasileiro. Por fim, no dia 07 de dezembro de 2022, a CCEE disponibilizou ao público, em evento online e aberto, o primeiro modelo de certificação para o hidrogênio produzido no Brasil. O documento teve como base diretrizes internacionais, tais como a RED II, estando, assim, em moldes internacionais. Mas, como estas diretrizes ainda estão sendo desenhadas e melhoradas, tanto no Brasil, como no mercado externo, será necessário realizar as primeiras transações internacionais para melhor avaliação do esquema-piloto de certificação. O processo-piloto desenhado pela CCEE para obtenção da certificação do hidrogênio é representado de forma resumida na Figura 24.

Figura 24 – Trilha da certificação do hidrogênio brasileiro



Fonte: (CCEE, 2022)

A versão inicial da certificação de hidrogênio no Brasil, lançada em dezembro de 2022, será limitada a algumas especificações (CCEE, 2022):

1. Abrangência: gás hidrogênio como produto em unidade de kg;
2. Método de produção: eletrólise da água;

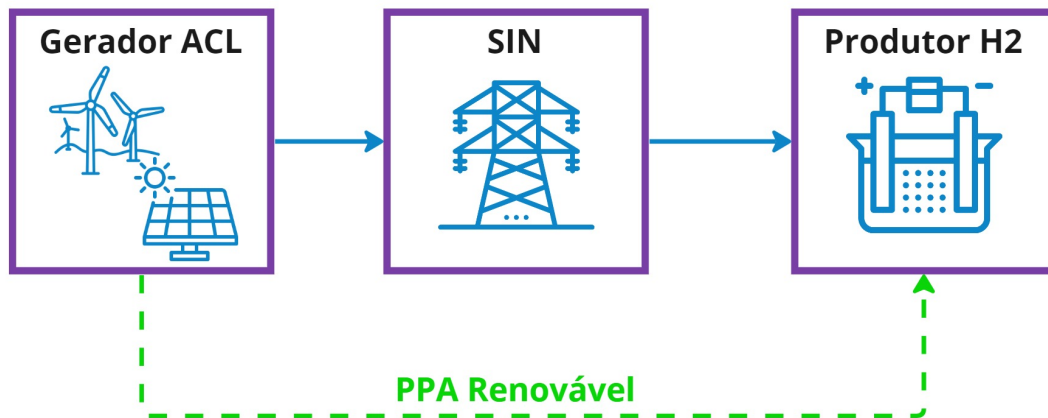
3. Modalidades: produtores conectados ao SIN com PPA e/ou Autoprodução de Energia Renovável (AP) renovável ou conexão direta a uma planta de geração renovável (*offgrid*);
4. Contabilização das emissões: indiretas, associadas ao consumo de energia elétrica;
5. Correlação temporal: opção de análise do balanço energético mensal ou trimestral;
6. Entrega: será entregue ao produtor de hidrogênio um certificado em PDF.

De acordo com o Manual para Certificação do Hidrogênio, haverá duas categorias para o hidrogênio brasileiro, sendo elas hidrogênio de fonte renovável e hidrogênio de fonte parcialmente renovável. A CCEE fará a verificação mensal ou trimestral da origem da energia utilizada, classificando quatro formas de conexão do produtor de H_2 , sendo três deles conexão *on-grid* e uma *off-grid*.

2.3.1.4 Caso 1.1: Produtor de H_2 conectado ao SIN com PPA de fonte renovável

O produtor de H_2 estará conectado diretamente ao SIN e firmará um PPA, com uma geradora/comercializadora, em que a energia contratada será proveniente de uma fonte renovável. A Figura 25 ilustra o caso 1.1.

Figura 25 – Produtor de H_2 conectado ao SIN com PPA de fonte renovável



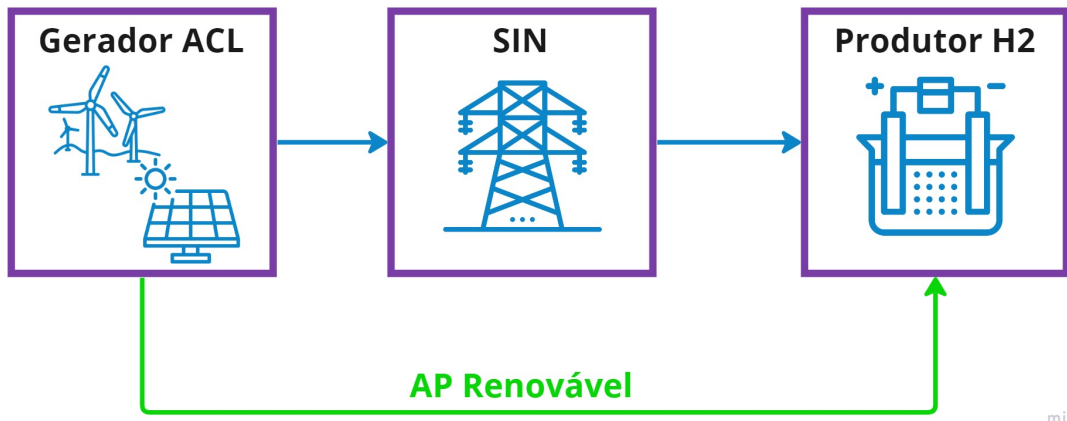
miro

Fonte: Autor, adaptado de (CCEE, 2022)

2.3.1.5 Caso 1.2: Produtor de H_2 conectado ao SIN com autoprodução de fonte renovável

O produtor de H_2 estará conectado diretamente ao SIN e tem uma autoprodução de energia de fonte renovável. A CCEE irá realizar uma verificação periódica da energia elétrica gerada e consumida pelo produtor de H_2 . A Figura 26 representa o caso 1.2.

Figura 26 – Produtor de H_2 conectado ao SIN com autoprodução de fonte renovável

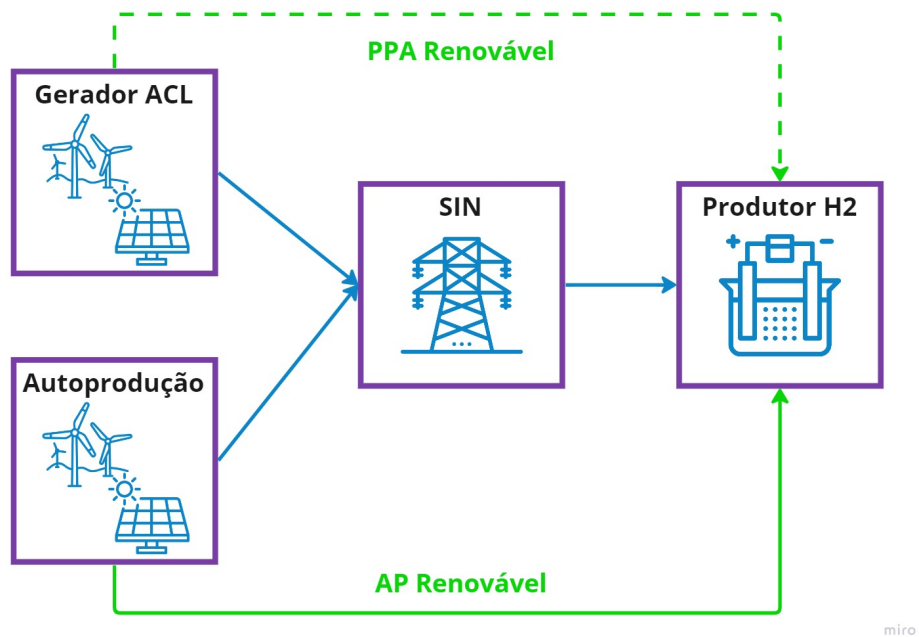


Fonte: Autor, adaptado de (CCEE, 2022)

2.3.1.6 Caso 1.3: Produtor de H_2 conectado ao SIN com PPA + Autoprodução de fonte renovável

O Produtor de H_2 estará conectado diretamente ao SIN e firmará um PPA com uma geradora/comercializadora, além de ter uma autoprodução de energia, conforme destacado na Figura 27.

Figura 27 – Produtor de H_2 conectado ao SIN com PPA + Autoprodução de fonte renovável

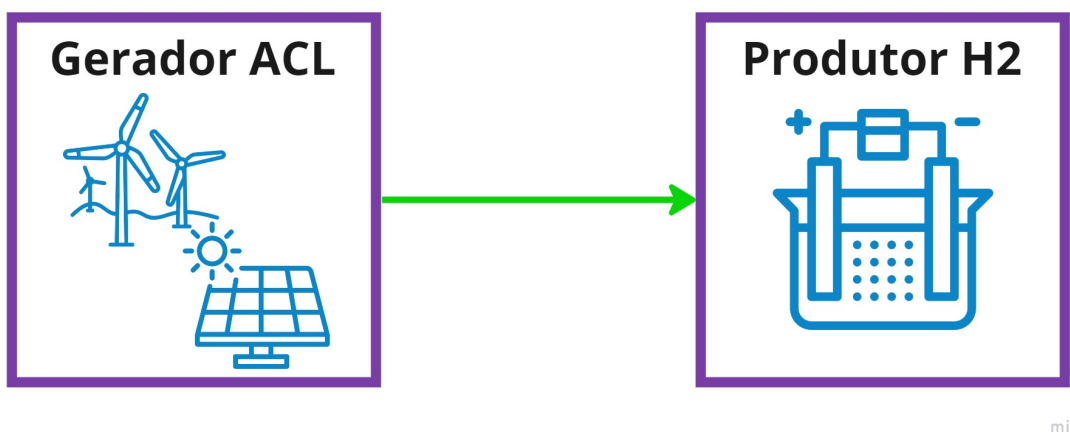


Fonte: Autor, adaptado de (CCEE, 2022)

2.3.1.7 Caso 2: Produtor de H_2 com conexão direta com autoprodução de fonte renovável (*off-grid*)

O produtor de H_2 estará conectado diretamente com a autoprodução de energia de fonte renovável, não tendo nenhuma conexão ao SIN, ou, em outras palavras, *off-grid*. A Figura 28 destaca a modalidade descrita.

Figura 28 – Produtor de H_2 com conexão direta com autoprodução de fonte renovável (*off-grid*)



Fonte: Autor, adaptado de (CCEE, 2022)

Para todos os casos *on-grid* haverá a possibilidade de meses com 100% de correlação do consumo de energia para produção de H_2 com a energia consumida dos contratos ou autoprodução e meses onde essa correlação não estará perfeita, havendo, assim, o consumo de energia proveniente do SIN, sem comprovação de origem. Desse modo, a certificação do H_2 de fonte renovável será proporcional ao montante produzido sob energia comprovadamente renovável e será certificado como H_2 de fonte parcialmente renovável a parcela produzida sob energia consumida do SIN, fora dos contratos PPA ou de autoprodução.

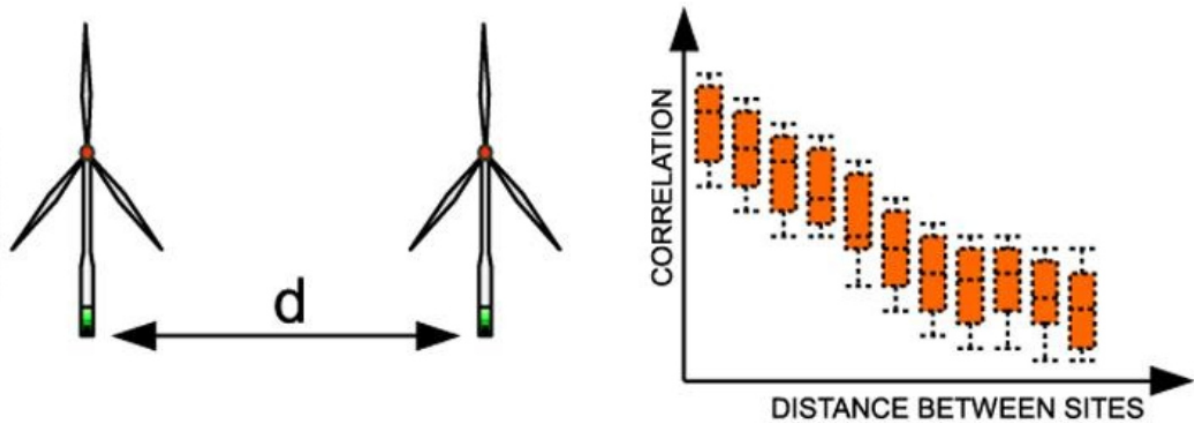
Para o caso *off-grid*, a correlação de consumo de energia para produção de H_2 e energia consumida da autoprodução será sempre de um para um, desta forma, o H_2 será sempre certificado como hidrogênio de fonte renovável (CCEE, 2022). A CCEE entregou um projeto-piloto de certificação condizente com os contextos energético e mercadológico brasileiros. Os casos apresentados nessa seção mostram a fundamentação do desenho do piloto de certificação em cima dos embasada nos modelos de contratos usuais do mercado de energia brasileiro, já regulados e em operação.

2.4 Complementaridade dos recursos energéticos

Complementaridade deve ser entendida como a capacidade de trabalhar de uma forma complementar e esta pode ser observada no tempo, espaço e conjuntamente em ambos os domínios (JURASZ *et al.*, 2020). No artigo citado, são destacados os tipos de complementaridade que auxiliam na compreensão do tema tratado, sendo eles:

- Complementaridade espacial: pode ser observada entre um ou mais tipos de fontes de energia. É uma situação em que os recursos energéticos se complementam uns aos outros sobre determinada região. A escassez de um recurso em uma região é complementada pela sua disponibilidade em outra região, ao mesmo tempo. Pode ser citado como exemplo de complementaridade espacial o efeito de suavização de geradores eólicos distribuídos espacialmente, cujas tendências de produção de energia apresentam um coeficiente decrescente de correlação com uma distância crescente entre sítios (Figura 29).

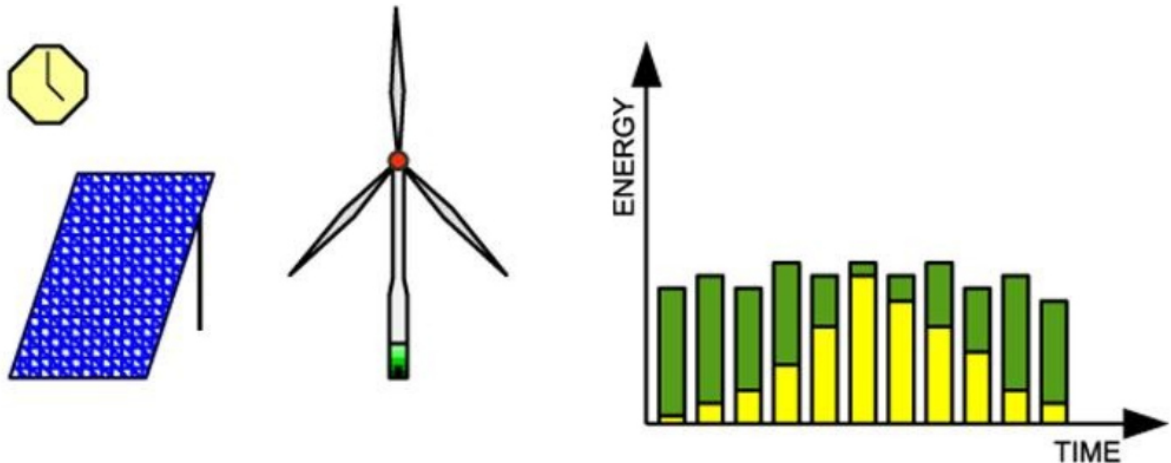
Figura 29 – Correlação espacial.



Fonte: (JURASZ *et al.*, 2020)

- Complementaridade temporal: pode ser observada entre duas ou mais fontes de energia na mesma região. É entendido como um fenômeno quando o recurso exibe períodos de disponibilidade que são complementares no domínio do tempo. Como exemplo, é possível mencionar os padrões anuais de disponibilidade de energias eólica e solar na Europa, onde a primeira é abundante no Outono-Inverno, enquanto a segunda é abundante no período Primavera-Verão (Figura 30).

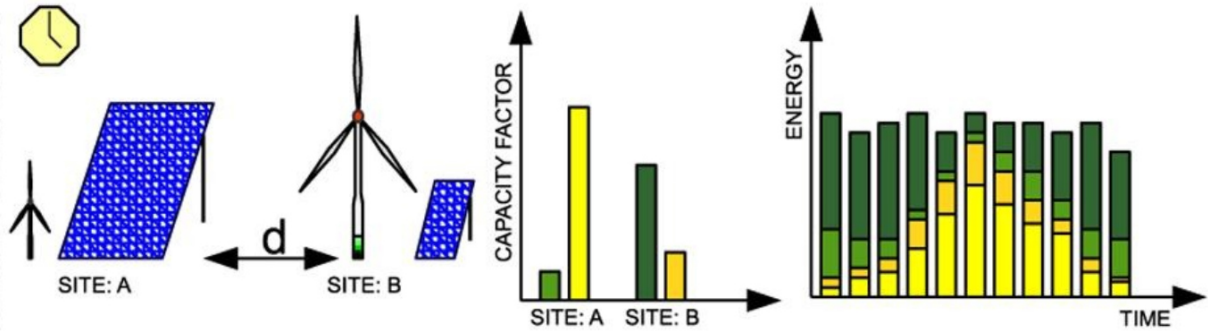
Figura 30 – Correlação temporal.



Fonte: (JURASZ *et al.*, 2020)

- Complementaridade espaço-temporal: é considerado para uma única ou múltiplas fontes de energia cuja natureza complementar é investigada simultaneamente nos domínios do tempo e do espaço. Um exemplo é o sistema energético brasileiro e os seus recursos hidroelétricos, que conduzem a uma interligação do sul-sudeste com os subsistemas do norte-nordeste (Figura 31).

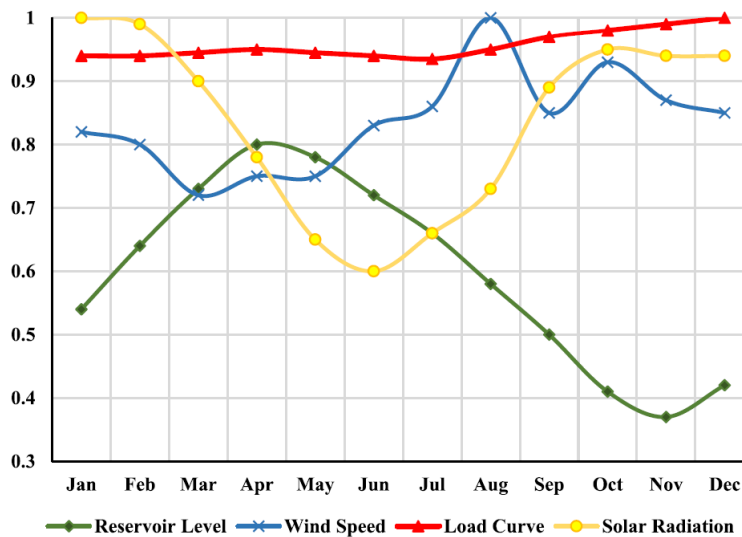
Figura 31 – Complementaridade espaço-temporal.



Fonte: (JURASZ *et al.*, 2020)

Como exemplo de complementaridade de recursos, o trabalho de (JONG *et al.*, 2013) faz uma análise da complementaridade das curvas de geração e carga na região Nordeste do Brasil entre os anos de 2000 e 2012 a partir de dados do ONS. A Figura 32, apresentada em seus resultados, ilustra a sazonalidade dos recursos energéticos na região Nordeste, caracterizando a complementaridade ao longo do ano.

Figura 32 – Relação entre a disponibilidade dos recursos energéticos e a curva de carga na região Nordeste do Brasil.



Fonte: (JONG *et al.*, 2013)

Na Figura 32, o eixo X do gráfico representa o coeficiente de Pearson, que é uma forma de parametrização dos dados utilizada, a fim de facilitar a análise realizada. A radiação solar tem uma variação de 40% entre os seus valores mínimos e máximos anuais. No caso do vento, a variação para os anos estudados foi de cerca de 27%. De acordo com o autor, os recursos complementam-se de acordo com as seguintes observações: as velocidades mais baixas do vento tendem a ocorrer durante o verão austral (de novembro a março), quando a radiação

solar é máxima. Durante o inverno austral, de maio a setembro, a radiação solar está nos seus níveis mais baixos, enquanto as velocidades do vento tendem a ser mais fortes e consistentes. As variações dos recursos solar e eólico, consideradas de forma agregada, têm o potencial de complementar grandemente a queda na disponibilidade hidroelétrica que ocorre tipicamente entre junho e novembro (JONG *et al.*, 2013).

Outro exemplo de complementaridade temporal pode ser observado entre o recurso solar e o recurso eólico em algumas regiões ao redor do mundo. No Brasil, é possível observar, a partir da análise de mapas de regimes de vento conseguidos através de medições anemométricas, regiões que podem se tornar objeto de estudo para essa modalidade de geração. A 2ª edição do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE *et al.*, 2001), traz consigo o mapa de médias anuais e regimes diurnos de ventos no país (Figura 33).

Figura 33 – Mapa de médias anuais de regime diurno de vento.



Fonte: (AMARANTE *et al.*, 2001)

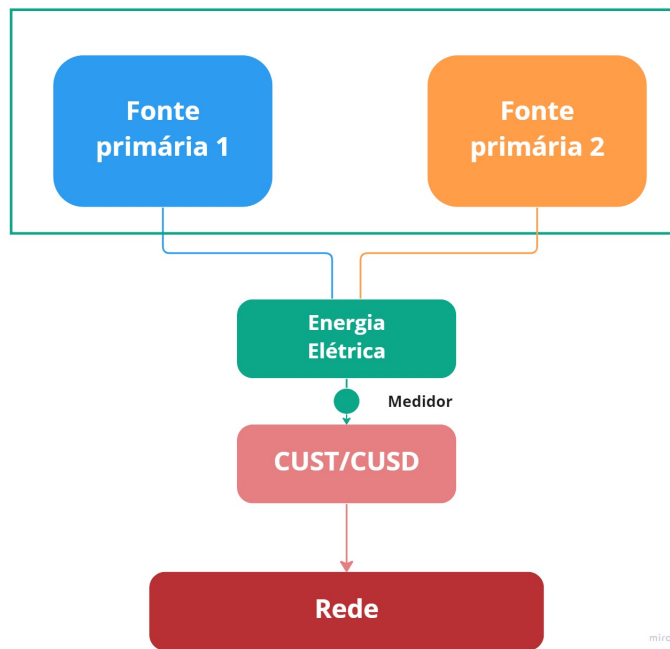
2.4.1 Usinas híbridas e associadas

As Centrais Geradoras Híbridas (UGHs) e Associadas são vistas como uma alternativa para o uso eficiente da matriz energética nacional, uma vez que elas podem se aproveitar da

complementaridade temporal entre fontes de geração diferentes combinada com a otimização do uso da rede de transmissão, a mitigação de riscos comerciais e a economia na compra de terreno e em outros custos (ANEEL, 2021).

Primeiramente, é necessário diferenciar os conceitos de hibridismo e associação de geração. Para viabilizar e ampliar tal entendimento, a EPE disponibilizou em 2018 a Nota Técnica (NT) 011/2018 (EPE, 2018). A NT apresentou quatro tipologias de arranjos, sendo eles: Usinas adjacentes, usinas associadas, usinas híbridas e portfólios comerciais. Para este trabalho serão comentadas duas tipologias: Usinas híbridas e associadas. Usinas híbridas são aquelas em que fontes distintas se combinam ainda no processo de produção de energia elétrica, não sendo possível distinguir qual fonte primária foi responsável pela produção de determinada energia elétrica. Exemplo: usina fotovoltaica que compartilha os conversores dos aerogeradores, dispensando o uso dos inversores fotovoltaicos (EPE, 2018). A Figura 34 destaca a tipologia de uma usina híbrida.

Figura 34 – Tipologia de uma usina híbrida.



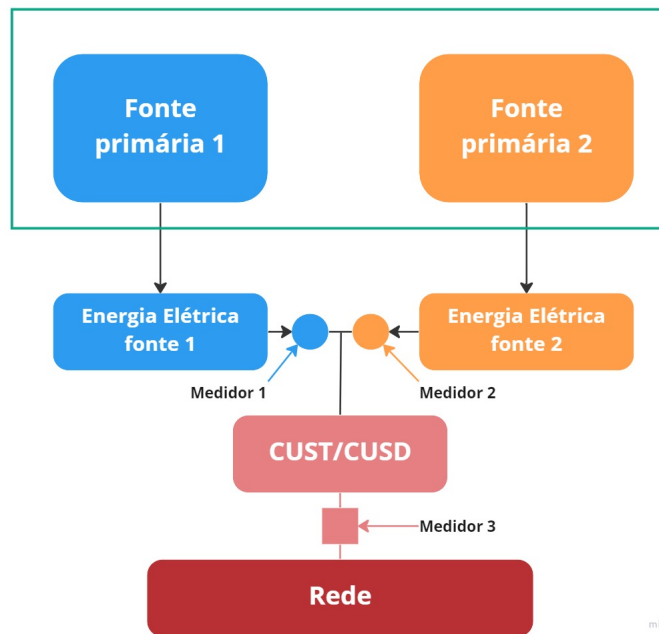
Fonte: Autor, adaptado de (EPE, 2018)

É importante salientar que as duas tipologias apresentadas a seguir tem em comum o compartilhamento do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD).

Usinas associadas são usinas de fontes energéticas distintas que compartilham física-

mente e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à Rede Básica ou de Distribuição, podendo manter medidores individuais e contratar capacidade de escoamento menor que a soma das potências instaladas das usinas (EPE, 2018). A Figura 35 resume a tipologia de usina associada.

Figura 35 – Tipologia de uma usina associada.



Fonte: Autor, adaptado de (EPE, 2018)

Essa tipologia é complexa devido a necessidade de abordagem do *curtailment*, onde eventualmente, devido a limitação da rede, parte da energia seria “desperdiçada”, não podendo ser escoada. *Curtilment* é o montante de energia gerada e não aproveitada em razão da limitação do sistema elétrico para escoamento dessa energia (EPE, 2018).

Em novembro de 2021 foi dado um passo importante para a geração híbrida e associada. Na ocasião, a ANEEL publicou a Resolução Normativa (REN) n°954, sendo esta com a finalidade de estabelecer tratamento regulatório para a implantação de Central Geradora Híbrida (UGHs) e centrais geradoras associadas (ANEEL, 2021). A REN n°954 trouxe como principais pontos:

- A definição de UGHs e usinas associadas;
- Associação com centrais geradoras existentes;
- Associação com usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia;
- Aplicação dos descontos de Tarifa de Uso do Sistema Elétrico de Transmissão (TUST) e

- comercialização junto aos consumidores especiais com fonte incentivada;
- Hibridização ou associação de usinas contratadas no ambiente regulado;
 - Emprega o conceito de faixa de potência para fins da contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) pelas UGHs e Associadas.

A REN n°954 diz ainda que as usinas híbridas e associadas possuem faixa de potência, que é uma faixa de valores de potência compreendida entre a soma das potências elétricas ativas nominais da tecnologia de geração de maior participação na central geradora híbrida ou centrais geradoras associadas, e a soma das potências elétricas ativas nominais de todas as Tecnologias de geração (ANEEL, 2021). Assim, a potência nominal dessa tipologia de usina não se dará pela soma das potências nominais de cada tecnologia envolvida.

O cálculo do Fator de Capacidade (FC) permanece como é realizado para usinas convencionais:

$$FC = \frac{E}{P \cdot t} = \frac{E_{\text{anual}}}{P_{\text{instalada}} \cdot 8760} \quad (2.1)$$

Onde: E [em MWh] é a energia gerada no período de tempo t; P [em MW] é a potência instalada, assegurada, ou garantida; T [em horas] é o intervalo de tempo considerado.

O FC varia de acordo com o recurso utilizado para geração de energia. Como exemplo para esta afirmação, é possível, a partir de dados disponibilizados pelo ONS, comparar o FC das usinas fotovoltaicas com o FC das usinas eólicas do Brasil em 2022 (Tabela 2).

Tabela 2 – FC Solar fotovoltaica e Eólica em 2022.

Fonte	FC (2022)
Solar fotovoltaica	0,2431
Eólica	0,4052

Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023).

3 METODOLOGIA

Neste capítulo serão descritos os métodos e as considerações utilizadas para a escolha dos parques eólico e fotovoltaico que serão usados como base para a análise de suprimento energético, a partir de fontes complementares. Ainda neste capítulo, estarão presentes as considerações que foram adotadas para definição da planta de produção de hidrogênio, além das ferramentas utilizadas para o tratamento dos dados empregados no presente estudo.

O estudo teve como base o modelo de certificação de hidrogênio renovável do Brasil, disponibilizado pela CCEE em dezembro de 2022. A certificação de hidrogênio renovável, por sua vez, fundamentou-se nos esboços e entendimentos europeus sobre a produção de hidrogênio renovável, mas adaptando-os ao contexto brasileiro de disponibilidade de recursos energéticos, perante arcabouços legais e regulatórios do mercado de energia brasileiro, entre outros aspectos essenciais para a devida particularização.

A presente análise diagnóstica foi concretizada através de comparativos trimestrais de dados de duas usinas, eólica e solar fotovoltaica, e de uma planta industrial de produção de hidrogênio, a qual possuiu o objetivo de garantir seu produto certificado como “hidrogênio renovável”. Para a realização do estudo, foi utilizado o *software* Microsoft® Excel® (2016), onde, por meio do tratamento dos dados via tabela dinâmica, foi possível visualizar, de forma gráfica, os comportamentos da energia gerada pela usina solar fotovoltaica e pela usina eólica, juntamente à energia consumida no período analisado.

3.1 Caracterização da usina associada

Como premissa deste trabalho, será constituída uma usina associada fictícia a partir da análise conjunta dos dados de geração, disponibilizados pelo ONS, de dois parques de geração de energia elétrica distintos, sendo um deles um parque eólico (EOL) e outro, um parque solar fotovoltaico (UFV), que estão em operação comercial.

Para a escolha dos parques eólico e solar fotovoltaico, foram considerados os seguintes aspectos: geográfico; complementariedade do recurso solar e eólico; condições operacionais dos parques, ou seja, a disponibilidade de dados públicos e o tempo de operação.

3.1.1 Aspectos geográficos

O Manual para Certificação de Hidrogênio (CCEE, 2022) não traz consigo a correlação geográfica. Todavia, foi optado por buscar as UFVs e EOLs na região Nordeste brasileira, devido à maior concentração de projetos de produção de energia renovável, tanto eólicas, quanto solar fotovoltaicas, em operação.

A Região Nordeste apresenta índices médios anuais de irradiação solar superiores em comparação a outras regiões brasileiras e médias anemométricas relevantes, que atraem novos investimentos em EOLs. Visto isso, foi feito o levantamento do fator de capacidade médio (FC), de usinas fotovoltaicas (Tabela 3) e eólicas (Tabela 4), por região, no período de quatro anos de dados. As informações são publicamente disponibilizadas pelo ONS.

Tabela 3 – Fator de capacidade médio eólico entre 2019 e 2022.

Subsistema	FC (2019-2022)
Nordeste	0,4284
Norte	0,4587
Sul	0,3529

Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023).

A Região Nordeste, apesar de não possuir o maior FC médio no período analisado, possui o maior número de usinas instaladas, em torno de 85% das usinas em operação no Brasil atualmente.

Tabela 4 – Fator de capacidade médio solar entre 2019 e 2022.

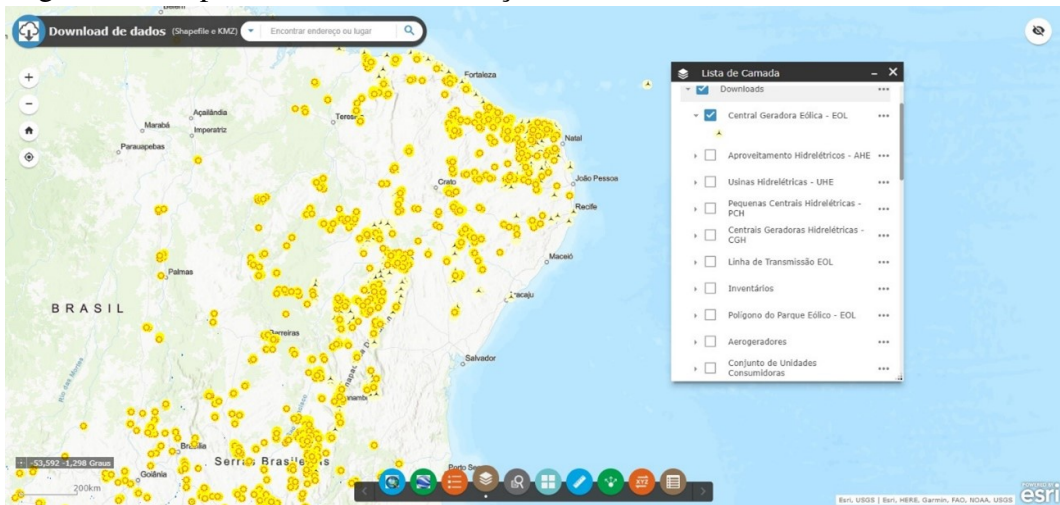
Subsistema	FC (2019-2022)
Nordeste	0,2364
Sudeste/Centro-Oeste	0,2387

Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023).

Da mesma forma, no FC médio das UFVs, a Região Nordeste apresenta um índice levemente menor ao FC médio do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, mas, por outro lado, possui também a maior concentração de usinas em operação.

Foi possível fazer a pesquisa de localização utilizando o SIGEL, disponibilizado pela (ANEEL, 2022). Este portal entrega em seu relatório a geolocalização e os dados pertinentes para a presente análise, tais como: potência outorgada (kW), início da operação comercial e fase atual da usina. A Figura 36 exemplifica a inserção de filtros na página *web* do SIGEL, para que seja feito o download do arquivo *KMZ*.

Figura 36 – Aspecto do SIGEL e inserção de camadas.



Fonte: Autor, adaptado de (ANEEL, 2023b)

Para o presente estudo, foram selecionadas as seguintes camadas: “Central Geradora Eólica – EOL” e “Centrais Geradoras Solares Fotovoltaicas – UFV”. Após a inserção das camadas, foi feito o download do arquivo *KMZ* disponibilizado e aberto utilizando o *software* Google Earth®, sendo possível a leitura dos dados de cada usina. A Figura 37, disponível na subseção 3.1.2, mostra o aspecto geral do arquivo *KMZ* gerado pelo SIGEL após aberto no Google Earth®.

A partir do mapa georreferenciado apresentado na Figura 37, foi possível identificar regionalmente as usinas que poderiam vir a se tornar objeto de análise, em conjunto aos parâmetros pré-estabelecidos. Foi possível observar a presença concomitante de UFVs e EOLs em todos os estados da Região Nordeste, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Rio Grande do Sul. No entanto, tendo em vista a maior disponibilidade de usinas em operação com FC médio elevado nos dois recursos estudados, foi definido o Nordeste como a região objeto do presente estudo.

3.1.2 Complementaridade do recurso solar e eólico

A finalidade deste filtro foi encontrar um estado brasileiro, dentro da região Nordeste, que apresentasse um comportamento de “complementaridade temporal”, horária e trimestral, entre o seu recurso solar e o seu recurso eólico. A complementaridade foi observada na comparação entre as curvas de geração de energia solar fotovoltaica e os dados de velocidade do vento (medições anemométricas) no território brasileiro.

O recurso solar, através dos dados de geração de energia elétrica, é aproveitado no período diurno, entre 5:30 e 17:30 (podendo variar de acordo com a latitude da região). Desta

Figura 37 – KMZ com dados de usinas eólicas e fotovoltaicas no Brasil.

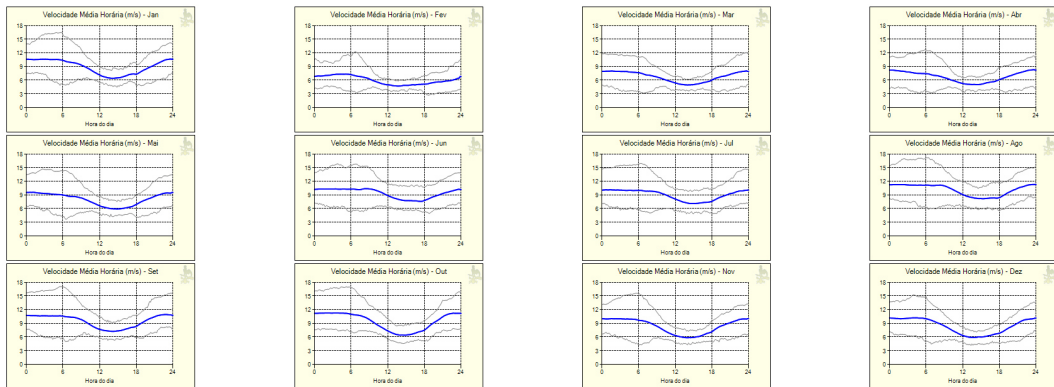


Fonte: Autor, adaptado de (ANEEL, 2023b)

forma, para que haja complementaridade temporal, o recurso eólico deve se mostrar, através da curva de velocidade do vento, ascendente no período noturno, após o declínio da geração da energia solar fotovoltaica. Conjuntamente, esta curva de velocidade do vento deve mostrar-se descendente ao longo das primeiras horas do dia subsequente, logo antes do início da geração de energia fotovoltaica. Tendo isso em vista, foram observadas as medições anemométricas presentes no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Figura 33) e pôde-se notar o comportamento do vento noturno, de forma visualmente mais nítida em medições referentes aos estados do Piauí, Ceará, Paraíba, Alagoas e Bahia.

Para o refino desta observação, foi utilizada a plataforma Acompanhamento das Medições Anemométricas (AMA), gerenciada pela EPE. Considerando os estados citados no parágrafo anterior, foram observados os gráficos de velocidade média horária em cada mês (Figura 38).

Figura 38 – Médias horárias por mês no estado da Bahia

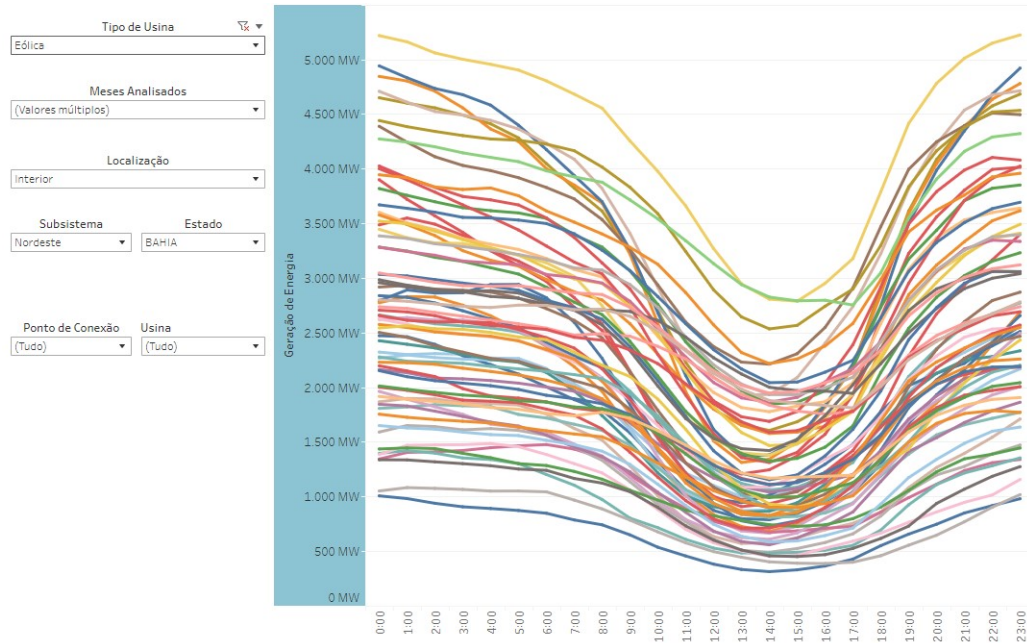


Fonte: (EPE, 2019)

O Estado da Bahia mostrou, visualmente nos gráficos, ventos noturnos mais intensos, com ascendência da curva de velocidade de vento a partir das 18:00 e descendência desta curva na madrugada do dia subsequente, podendo ser visto uma concavidade positiva durante o período diurno, favorecendo o estudo de complementaridade proposto. Os outros estados analisados não possuem, visualmente, a tendência observada.

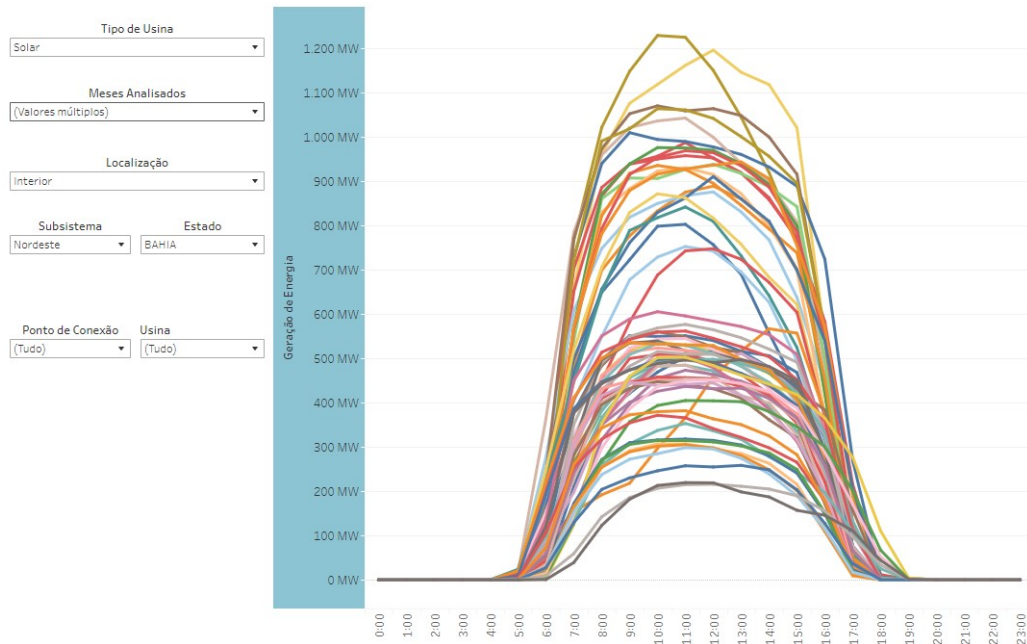
O comportamento da geração de energia foi observado na página “Resultados da Operação”, do ONS. Esta página *web* apresenta uma *dashboard* que se utiliza da base de dados de geração de energia eólica e solar do ONS. Na *dashboard*, foi possível formar um gráfico com as curvas de geração média horária, das EOLs (Figura 39) e UFVs (Figura 40) conectadas ao SIN e instaladas no estado da Bahia. Foram extraídos dados de cinco anos de medições de geração de energia, de 2018 a 2022. Cada curva presente na Figura 39 e na Figura 40 representam um mês em montante de energia gerada. Logo, cada Figura possui 60 curvas sobrepostas.

Figura 39 – Geração média horária (MW) eólica na Bahia.



Fonte: (ONS, 2023)

Figura 40 – Geração média horária (MW) solar na Bahia.

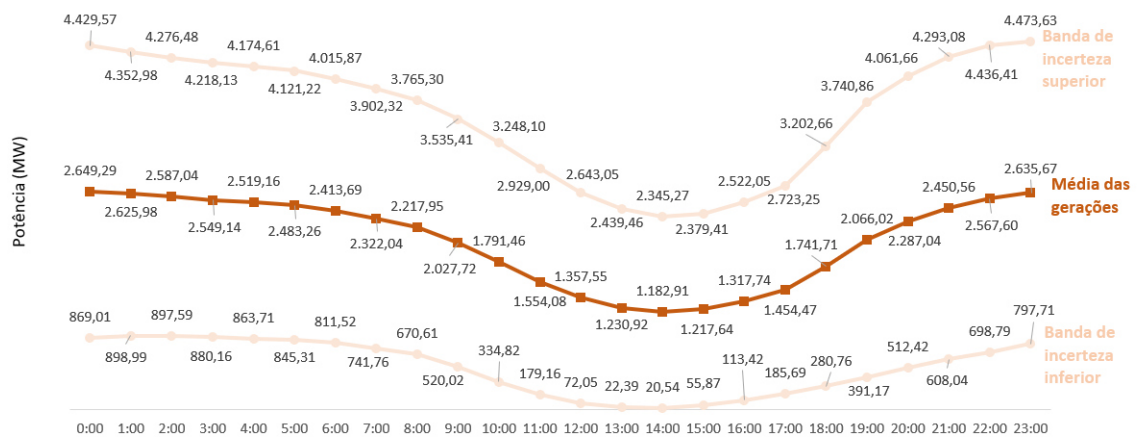


Fonte: (ONS, 2023)

Foi possível observar, visualmente no gráfico, que há uma tendência de formação de vale no período diurno da geração eólica, podendo, assim, haver a complementaridade com a geração solar fotovoltaica.

Para uma melhor visualização gráfica dessa tendência, foi realizado o tratamento dos dados referentes às curvas destacadas na Figura 39 e na Figura 40. O tratamento consistiu em calcular o desvio padrão de cada conjunto de dados utilizando o software Microsoft® Excel® (2016). Foram considerados quatro desvios padrões (+2/-2), garantindo a presença de cerca de 95% da quantidade de dados presentes no intervalo de incerteza (Figura 41).

Figura 41 – Desvio padrão da geração média horária (MW) eólica na Bahia.



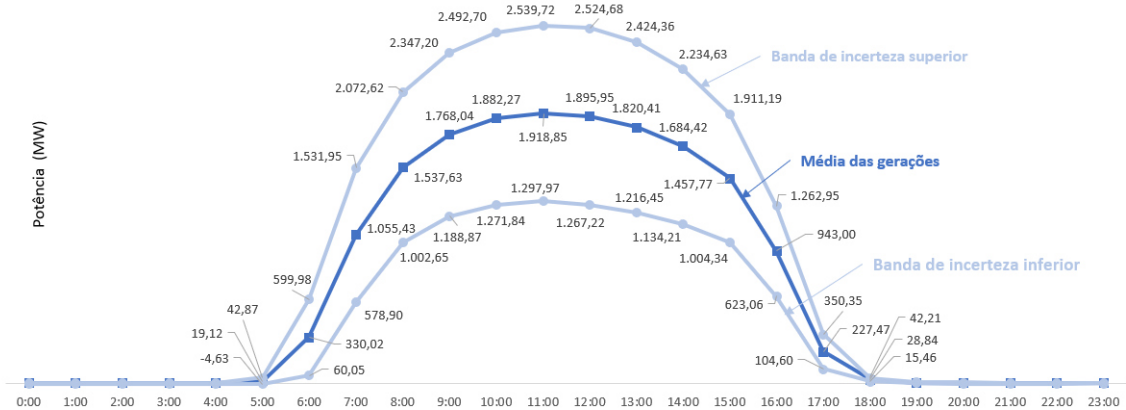
Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

A média de geração horária mostrada na Figura 41 corrobora com a tendência de ventos noturnos no território baiano, conforme indicado pelas medições anemométricas presentes na Figura 38.

Ademais, foi calculado o desvio padrão para a geração fotovoltaica na Bahia (Figura 42).

Foi optado pelo autor ocultar os dados presentes entre 0:00 e 4:00 e entre 19:00 e 23:00, pois esses pontos estão sobrepostos, com valores irrisórios, visto os valores de geração diurnos.

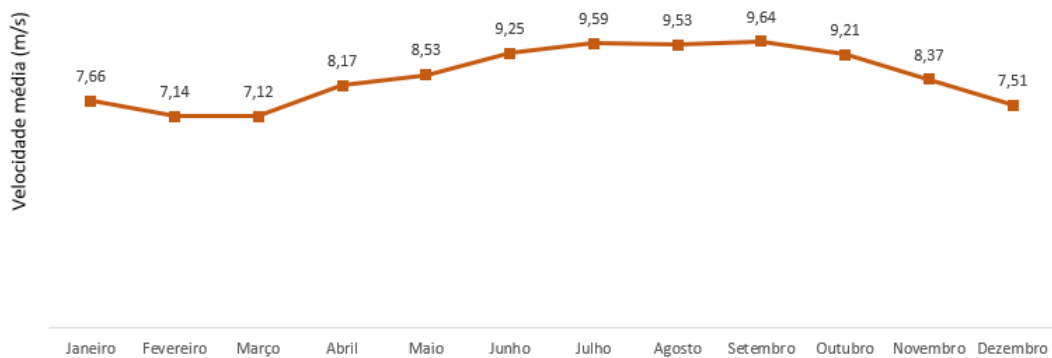
Figura 42 – Desvio padrão da geração média horária (MW) solar na Bahia.



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

Foi analisada também a complementaridade mensal ou sazonal dos recursos eólico e solar na Bahia. Este estudo baseou-se em reunir dados de velocidade média do vento e de níveis de irradiação dentro das divisas baianas. A Figura 43 mostra a velocidade média do vento no período de 2016 a 2019. Os dados foram disponibilizados no portal AMA e adaptados pelo autor para a criação do gráfico presente na figura em questão.

Figura 43 – Velocidade média do vento na Bahia (2016 a 2019).



Fonte: Autor, adaptado de (EPE, 2019)

O portal AMA possui uma base de dados ampla, mas tem 2019 como último ano de dados disponíveis.

Os dados solarimétricos foram extraídos de Atlas Solar (INPE, 2016a) e tratados utilizando o Microsoft® Excel® (2016). Foram calculadas as médias do total diário da irradiação global horizontal (Figura 44). O Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) dividiu o

estado em 4.986 quadrantes e divulgou a base de dados em 2017.

Figura 44 – Irradiação média global horizontal anual na Bahia (2016 a 2019).

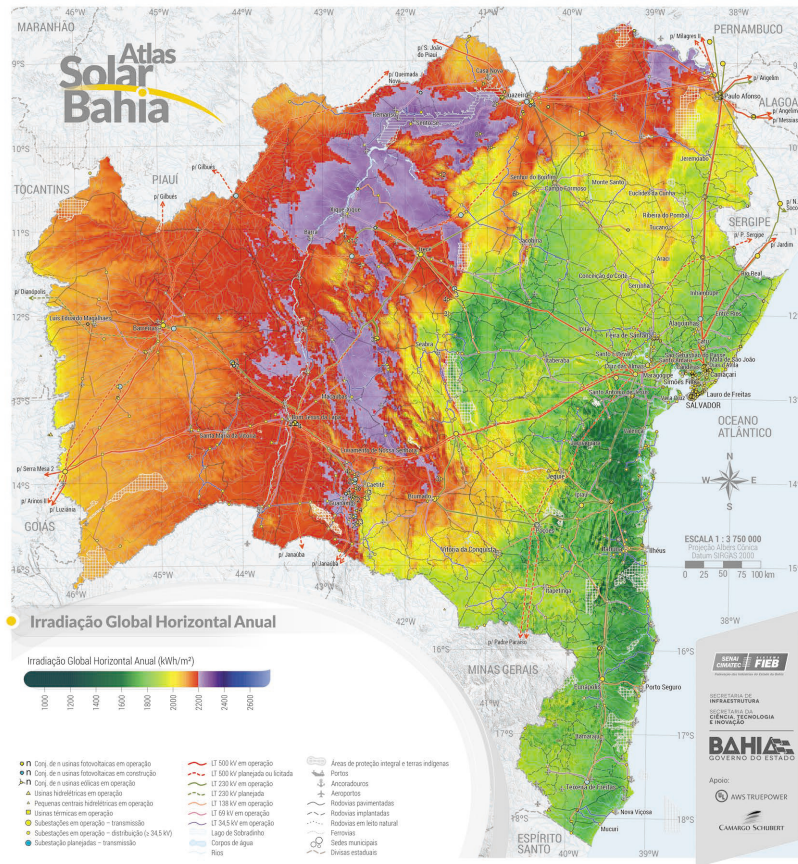


Fonte: Autor, adaptado de (INPE, 2016a)

A Bahia possui dimensão territorial semelhante à França, além de apresentar biomas e altitudes diversificadas, como pode ser visto na Figura 45. A generalização de expectativa de geração de energia, seja eólica, seja solar, a partir de dados médios é dificultada, exigindo, assim, a análise personalizada para cada região.

Os insumos obtidos e tratados neste tópico proporcionaram o direcionamento para a escolha da região com tendências de complementaridade de recursos e embasaram a seleção das usinas de geração solar e eólica.

Figura 45 – Aspecto da irradiação global horizontal anual na Bahia.



Fonte: Autor, adaptado de (SOLAR,)

3.1.3 Condições operacionais dos parques

Para a escolha da UFV e EOL, foi convencionado pelo autor o uso de usinas em operação há pelo menos quatro anos, com dados públicos disponíveis. A pesquisa por usinas dentro do território baiano se deu através dos pontos geolocalizados entregues pelo SIGEL, como foi visto na Figura 36. Cada ponto georreferenciado apresenta inicialmente o nome da usina e o número do seu respectivo processo junto à ANEEL, além de atos legais, tais como despachos, resoluções autorizativas e portarias. Os números desses documentos foram utilizados para pesquisa na Biblioteca Aneel (ANEEL, 2023a) e comprovação dos valores de potência outorgada de cada parque. O nome real de cada parque será preservado pelo autor.

Em seguida, foram retirados os dados de geração de energia, separadamente, referente a cada parque. Os dados estavam disponíveis no histórico de operação do ONS. Foram obtidos 46 meses de medição junto ao ONS (de janeiro de 2019 a outubro de 2022) e foram tratados com a utilização do Microsoft® Excel® (2016). O número de horas utilizadas é igual ao número de dados medidos pelo ONS, podendo assim haver discrepância entre os número total

de horas por recurso energético.

3.1.3.1 Parque eólico

O parque eólico escolhido será denominado como “PARQUE EOL”. Ele está localizado na região central da Bahia, está em operação desde 2017 e é subdividido em sete EOLs, que somam 180 MW de potência instalada. A Tabela 5 apresenta as subdivisões indicadas.

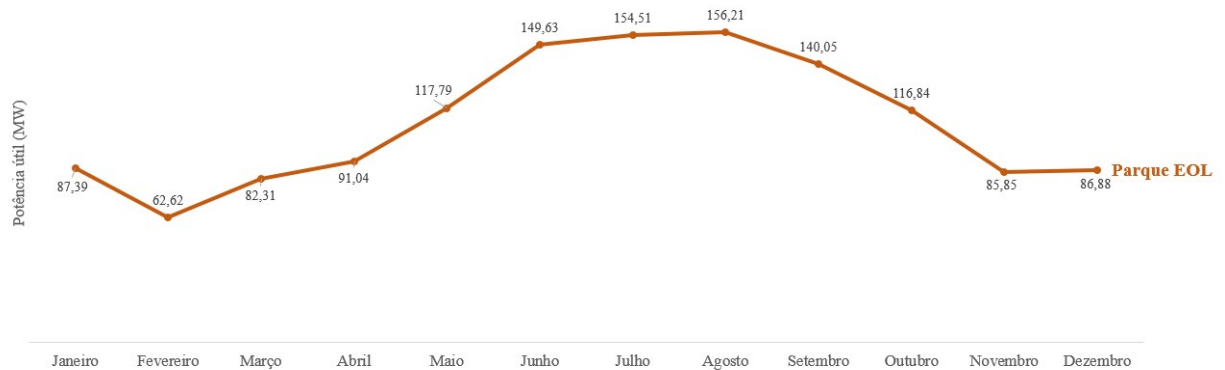
Tabela 5 – Potência instalada por usina e total no parque eólico.

PARQUE EOL	Potência instalada (MW)
EOL I	28,00
EOL II	28,00
EOL III	28,00
EOL IV	8,00
EOL V	28,00
EOL VI	30,00
EOL VII	30,00
Total	180,00

Fonte: Autor, adaptado de (ANEEL, 2023a).

A partir dos 46 meses de dados, foi plotada a curva de geração média de energia elétrica do parque em questão (Figura 46).

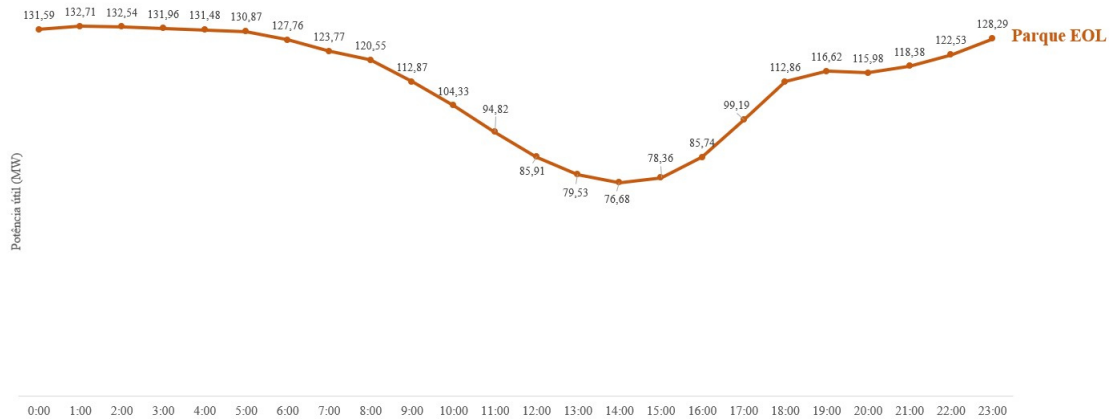
Figura 46 – Curva de geração média mensal do Parque EOL.



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

Também foi obtida a curva de geração média horária de energia do Parque EOL (Figura 47).

Figura 47 – Curva de geração média horária do Parque EOL.



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

A partir dos dados de geração de energia e número de horas, foi possível calcular o fator de capacidade do Parque EOL dentro dos 46 meses em que houve coleta de dados.

$$FC = \frac{E}{P \cdot t} = \frac{3.770.906,875}{180 \cdot 33.577} = 0,6239 \quad (3.1)$$

O FC obtido, em 46 meses de geração de energia, foi de 62,39%.

3.1.3.2 Parque solar fotovoltaico

O parque solar fotovoltaico escolhido será denominado como “PARQUE FV”. Ele está localizado na região norte da Bahia, está em operação desde 2018 e é subdividido em quatro UFVs, que somam 120 MW de potência instalada. A Tabela 6 apresenta as subdivisões indicadas.

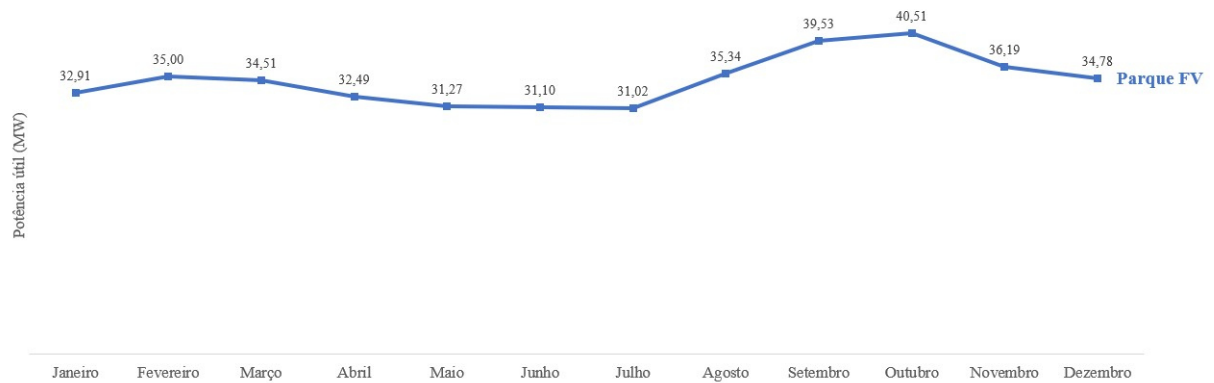
Tabela 6 – Potência instalada por usina e total no parque fotovoltaico.

PARQUE FV	Potência instalada (MW)
UFV I	30,00
UFV II	30,00
UFV III	30,00
UFV IV	30,00
Total	120,00

Fonte: Autor, adaptado de (ANEEL, 2023a).

A partir dos 46 meses de dados, foi traçada a curva de geração média de energia elétrica do parque em questão (Figura 48).

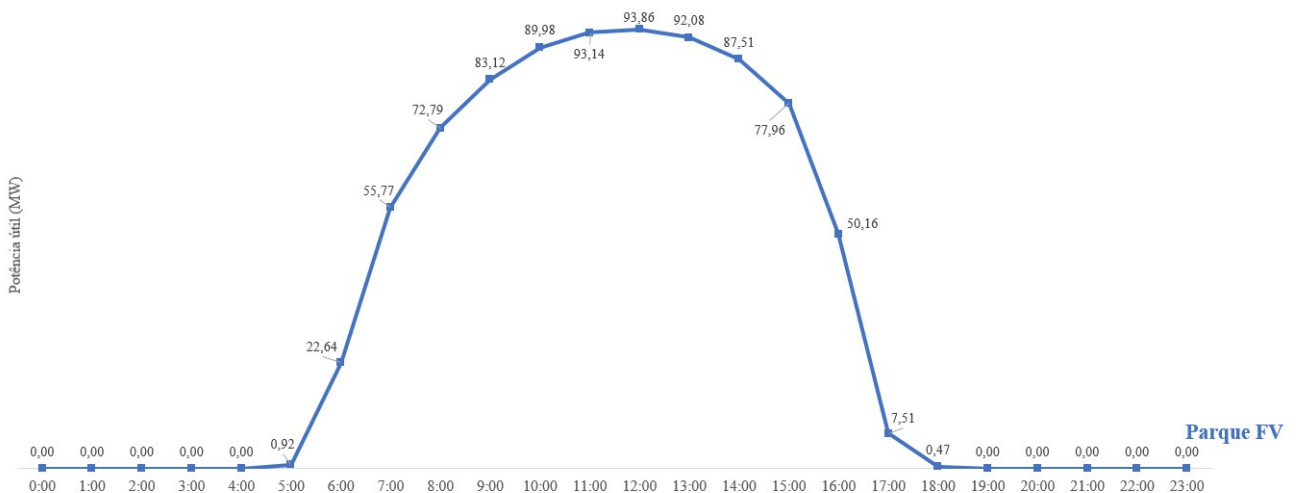
Figura 48 – Curva de geração média mensal do Parque FV.



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

Do mesmo modo, foi obtida a curva de geração média horária de energia do Parque FV (Figura 49).

Figura 49 – Curva de geração média horária do Parque FV.



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

A partir dos dados de geração de energia e número de horas, foi possível calcular o fator de capacidade do Parque FV dentro dos 46 meses em que houve coleta de dados.

$$FC = \frac{E}{P \cdot t} = \frac{1.156.578,464}{120 \cdot 33.529} = 0,2874 \quad (3.2)$$

O FC obtido, em 46 meses de geração de energia, foi de 28,74%.

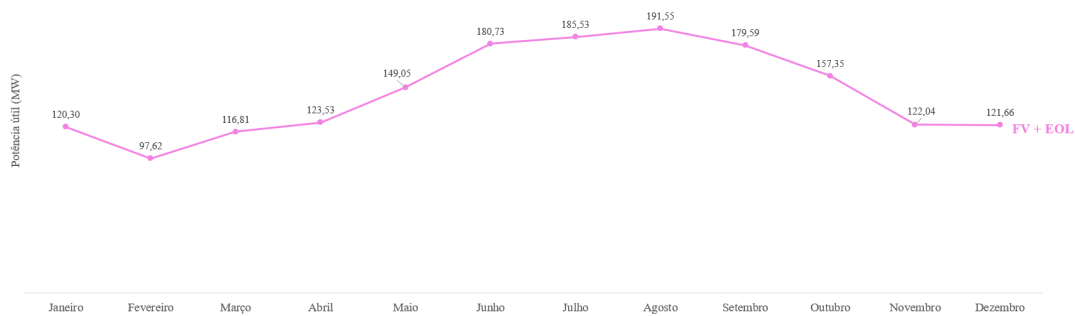
3.1.3.3 Caracterização final da usina associada

A associação fictícia dos dois parques citados no tópico anterior foi baseada na nota técnica da EPE, NT 011/2018, e na REN 954/2021 da ANEEL. Foi adotada a tipologia de usinas associadas, conforme a Figura 35. Esta usina será denominada como “FV + EOL”.

O presente estudo irá considerar o fator de capacidade médio e o **montante de potência disponibilizada** pelo Parque FV e pelo Parque EOL como principais fatores para a definição da planta de produção de hidrogênio e futuras análises.

Os dados de geração de energia elétrica dos dois parques escolhidos foram cruzados a fim de obter a energia gerada conjuntamente. A Figura 50 destaca o comportamento médio mensal da geração associada de energia elétrica de FV + EOL.

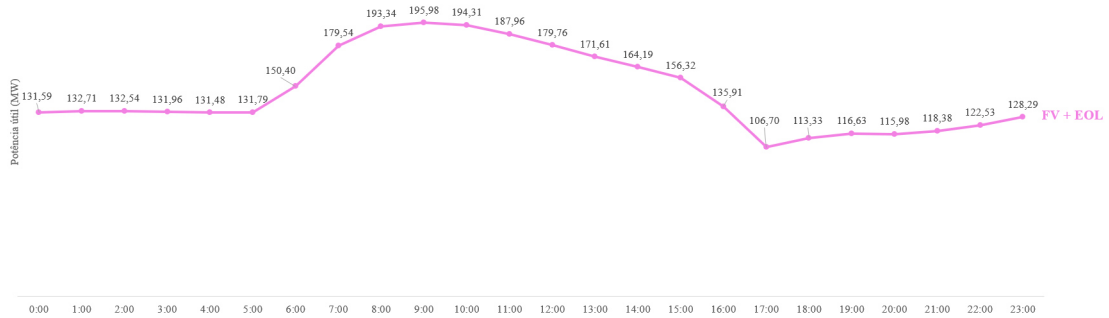
Figura 50 – Curva de geração média mensal de energia do FV + EOL.



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

Da mesma forma, mas utilizando a base horária, foi plotada a curva de geração de energia média horária de FV + EOL, conforme a Figura 51. Os valores de geração foram somados algebricamente.

Figura 51 – Curva de geração média horária de energia do FV + EOL.



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

Foi possível obter o valor médio de 145,48 MW em potência disponível.

O fator de capacidade de FV + EOL foi calculado utilizando a soma das gerações de energia, conforme destacado nas duas figuras anteriores, e a soma das potências nominais de cada parque, conforme mostrado na equação abaixo.

$$FC = \frac{E}{P \cdot t} = \frac{4.927.485,339}{300 \cdot 33.577} = 0,4891 \quad (3.3)$$

O FC calculado da geração associada de energia foi de 48,91%, em 46 meses de operação.

3.1.4 Caracterização da planta de produção de hidrogênio

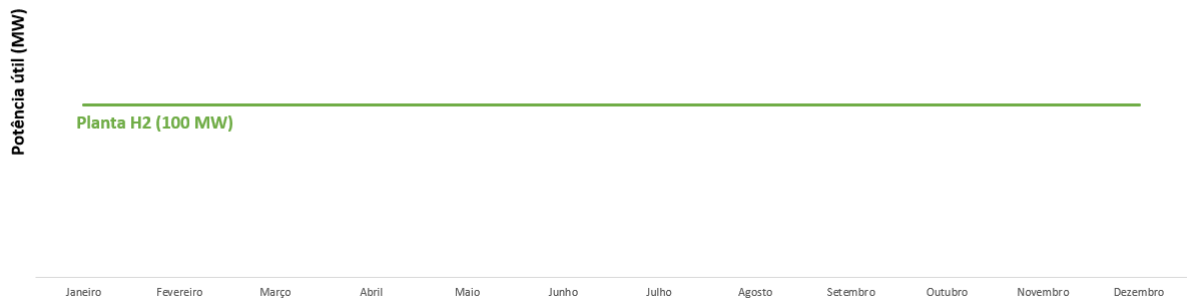
Para o presente estudo, foi constituída uma planta industrial fictícia de produção de hidrogênio renovável, denominada como “PLANTA H₂”. Ela tem como objetivo a produção de hidrogênio certificado como “hidrogênio renovável”, de acordo com o modelo de certificação da CCEE. Ela estará localizada na ZPE, no Porto do Pecém – Ceará, visando ao aproveitamento dos incentivos fiscais disponibilizados pelo Governo do Estado do Ceará, além do usufruto da infraestrutura dedicada à produção e exportação de hidrogênio renovável, presente no porto.

O dimensionamento da planta partiu da disponibilidade de energia gerada pela FV + EOL e de seu fator de capacidade, conforme ilustrado no subtópico anterior. Assim, foi formada uma planta com potência nominal de 147 MW, formada por eletrolisadores do tipo PEM, com rendimento de 68%, resultando em 100 MW de potência útil. Foi adotado um FC de 95%, equivalente a 8322 horas, durante um ano de operação. Não será considerada a perda de rendimento do equipamento ao longo da operação, ou quaisquer fatores econômicos.

A potência útil de 100 MW será interpretada ao longo do estudo como potência demandada, tendo em vista o objetivo principal deste trabalho, que é a certificação do hidrogênio produzido através de fontes energéticas complementares.

Para simplificação da análise, a curva de carga da Planta H_2 será do tipo *flat*, isto é, **sem variações ao longo do tempo de operação**. Essa decisão do autor deve-se ao fato de a tecnologia de produção de hidrogênio renovável no Brasil estar no início, não havendo banco de dados públicos com histórico para a análise deste trabalho. A Figura 52 apresenta o perfil anual de carga da Planta H_2 .

Figura 52 – Perfil mensal de carga da Planta H_2 .



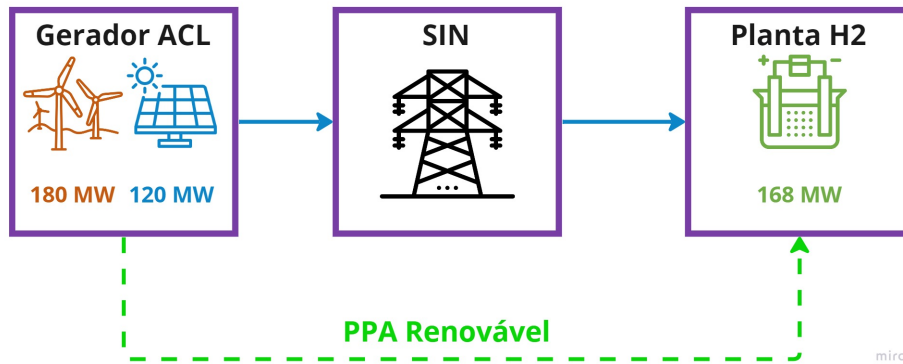
Fonte: Autor

A curva *flat* terá o mesmo perfil para a análise horária ou trimestral, 100 MW constantes. Esse perfil de funcionamento foi colocado no menor passo da presente análise: horário.

3.1.5 Certificação do hidrogênio produzido

Os principais aspectos abordados dentro do modelo de certificação brasileiro serão: modalidade e correlação temporal. O presente estudo estará classificado no Caso 1.1, modalidade na qual o produtor de hidrogênio está conectado ao SIN e possui um PPA com energia contratada proveniente de uma fonte renovável. A Figura 53 ilustra este trabalho de acordo com a modalidade escolhida.

Figura 53 – Tipologia da modalidade de certificação deste trabalho.



Fonte: Autor, adaptado de (CCEE, 2022)

O Planta H_2 pôde ser resumida de acordo com a Tabela 7, aproveitando a estrutura disponibilizada pelo manual de certificação de hidrogênio brasileiro.

Tabela 7 – Especificações deste trabalho para certificação do hidrogênio.

Especificações	Escolhas deste trabalho
Abrangência	<i>Hidrogênio</i>
Método de produção	<i>Eletrólise da água</i>
Modalidade	<i>Produtor conectado ao SIN com PPA (Caso 1.1)</i>
Emissões	<i>Não será contabilizado</i>
Correlação temporal	<i>Trimestral</i>
Entrega	<i>Não será emitido certificado</i>

Fonte: Autor.

A análise do PPA renovável e, conseqüente certificação do hidrogênio, dar-se-á pelo balanço trimestral entre a energia contratada, proveniente da FV + EOL, e o consumo de energia da Planta H_2 . Tal balanço poderá ser observado por meio de gráficos plotados a partir da base de dados constituída anteriormente. Ademais, será realizado o cálculo da porcentagem de hidrogênio de fonte renovável e hidrogênio de fonte parcialmente renovável de acordo com cada cenário proposto no presente trabalho, a partir da seguinte fórmula, que se trata de uma conversão de unidades.

$$\text{Quantidade de } H_2 \text{ produzido} = \frac{P[MW] \cdot FC[h] \cdot \eta[\%] \cdot 3600}{PC_{H_2}[MJ/kg]} \quad (3.4)$$

Onde, P é a potência disponível para a Planta H_2 ; FC é o fator de capacidade da Planta H_2 ; η é o rendimento do eletrolisador; 3600 é o fator multiplicativo para conversão de MW em megajoule; PC é o poder calorífico do hidrogênio, que é igual à $120 MJ/kg$.

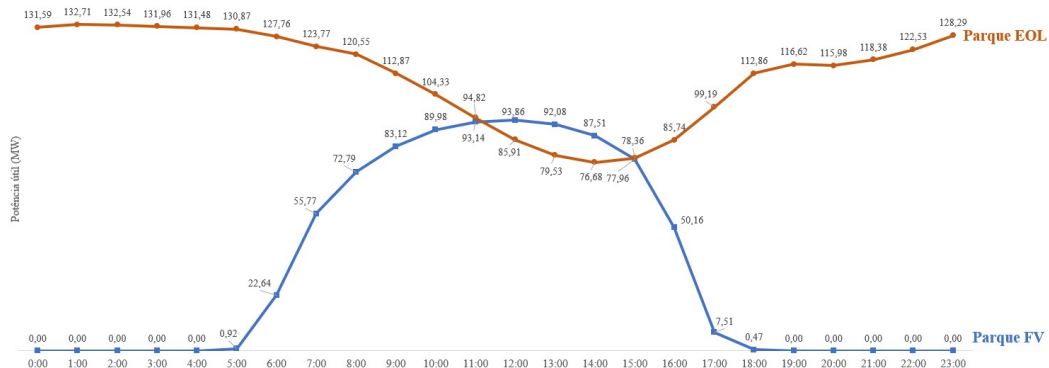
4 RESULTADOS

Neste capítulo será descrita a análise da correlação entre os dados de geração de energia da usina solar fotovoltaica e da usina eólica, a fim de certificar o hidrogênio produzido como renovável. Ademais, este capítulo tem como objetivo validar a tendência complementar do recurso eólico e do recurso solar nas usinas escolhidas para o presente trabalho. Partindo da base de dados construída e indicada no capítulo anterior deste trabalho, foram obtidos gráficos que trazem, de forma visual, as proposições do estudo em questão.

4.1 Complementaridade horária

Nessa seção foi feita a análise horária de geração do Parque FV e do Parque EOL, a fim de ressaltar a complementaridade dos dois recursos, os quais são objetos do caso estudado neste trabalho. Foi construído um gráfico que sobrepõe no mesmo plano as curvas horárias de geração de energia dos dois parques estudados, como ilustrado na Figura 54.

Figura 54 – Média global horária de potência disponibilizada do Parque FV e do Parque EOL.

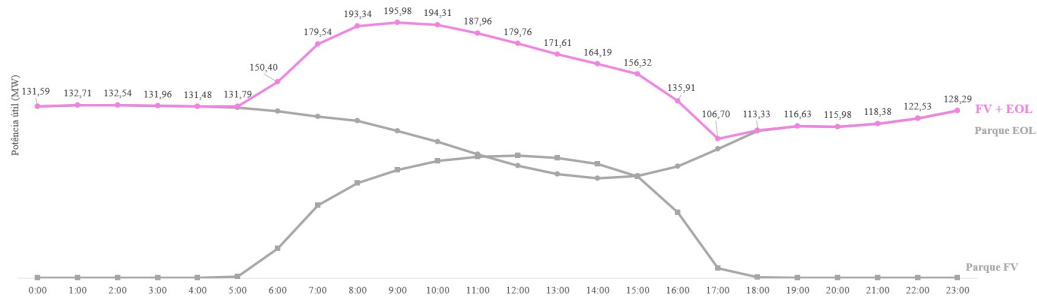


Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

A Figura 54 destaca a tendência de complementaridade horária entre a geração do Parque EOL e o Parque FV. A curva de geração eólica é ascendente a partir das 15:00, enquanto, no mesmo período, a curva de geração solar é descendente. A ascendência da curva eólica chega ao seu ápice à 01:00 e, a partir das 05:00, ela declina até formar um vale.

Em seguida, foi obtido a curva de geração da associação destes parques, denominada previamente como FV + EOL. A Figura 55 destacada na cor rosa a curva de potência disponibilizada de forma associada, de FV + EOL. Na mesma figura, de forma sobreposta e na cor cinza, está desenhada a curva de geração do parque FV e do parque EOL.

Figura 55 – Curva de potência disponibilizada associada na base horária.



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

A Figura 55 ressaltou o efeito da complementaridade horária dos parques, objetos deste estudo. É destacada também, a possibilidade de potência disponibilizada em horários noturnos devido à presença da fonte eólica nessa modalidade de contrato.

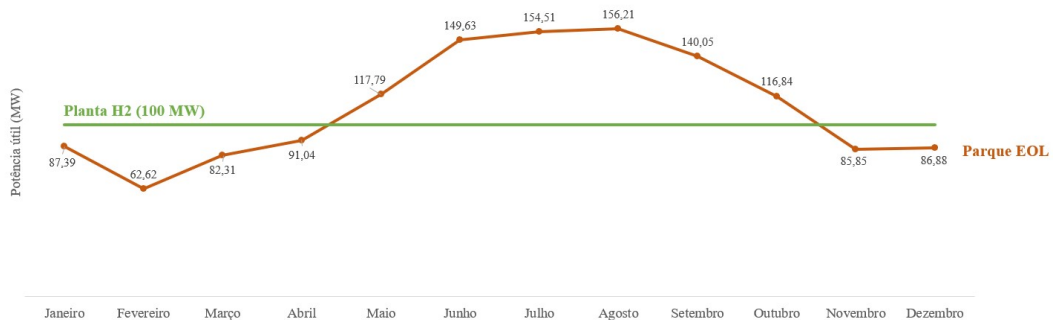
4.2 Certificação do hidrogênio

Nessa Seção foram feitas comparações entre os valores mensais e trimestrais de potência disponibilizada da FV + EOL e valores de potência demandada da Planta H_2 . Ademais, foram calculadas as porcentagens de hidrogênio de fonte renovável e hidrogênio de fonte parcialmente renovável para cada cenário proposto.

4.2.1 Cenário 1: correlação temporal mensal

Em princípio, foi feita a exposição dos valores de potência disponibilizada pelo parque EOL e os valores de potência demandada pela Planta H_2 (Figura 56). Ela destaca a incapacidade de suprimento energético da Planta H_2 nos meses de janeiro, fevereiro, março, novembro e dezembro.

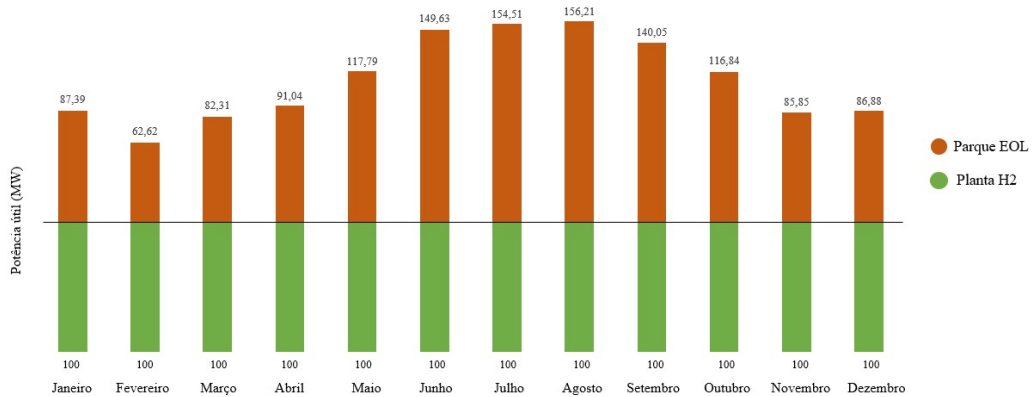
Figura 56 – Curva mensal da exposição sobreposta dos valores de potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque EOL).



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

Em seguida, foi feito o comparativo entre a potência demandada pela Planta H_2 e a potência disponibilizada pelo parque EOL (Figura 57).

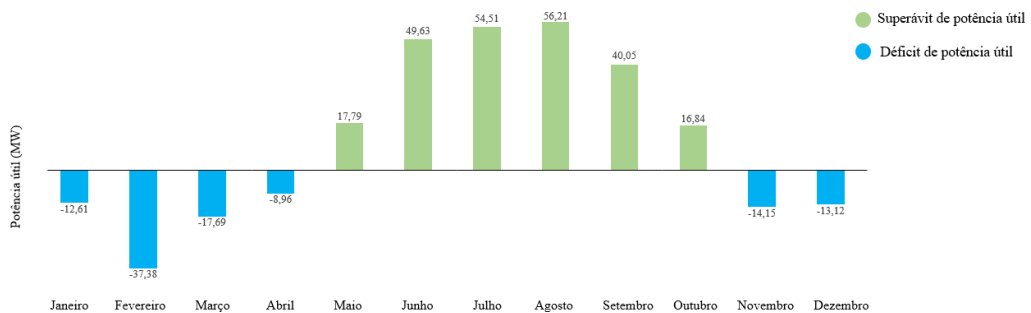
Figura 57 – Comparativo mensal entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque EOL).



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

A partir da comparação elaborada, foram obtidos o superávit e o déficit de potência útil, ou seja, o balanço mensal. Este balanço é resultado do cálculo da diferença numérica entre a potência disponibilizada pelo parque EOL (Figura 58) e a potência demandada pela Planta H_2 . A Figura ressalta o déficit no suprimento energético em seis meses, correspondentes ao intervalo de novembro a abril.

Figura 58 – Balanço mensal entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque EOL).



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

Posteriormente, foi feito o comparativo sobreposto entre os valores de potência disponibilizada pelo parque FV e os valores de potência demandada pela Planta H_2 (Figura 59).

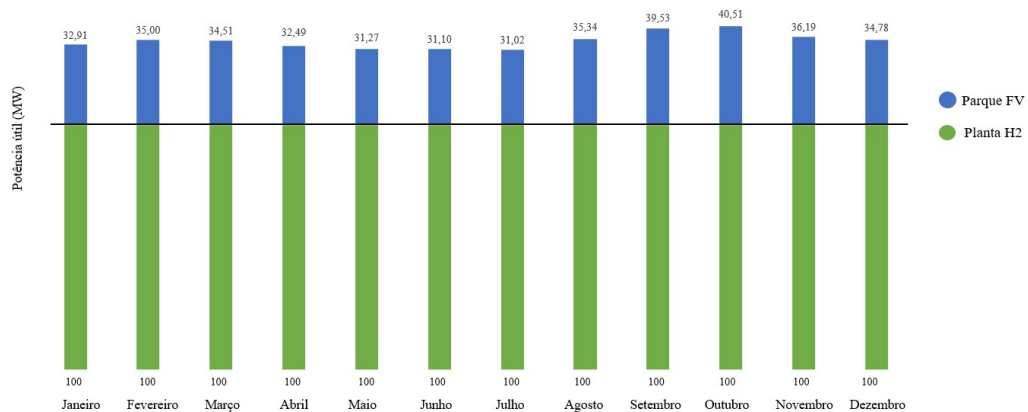
Figura 59 – Comparação entre as curvas mensais de potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque FV).



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

Do mesmo modo, foi feito o comparativo entre a potência demandada pela Planta H_2 e a potência disponibilizada pelo parque FV (Figura 60).

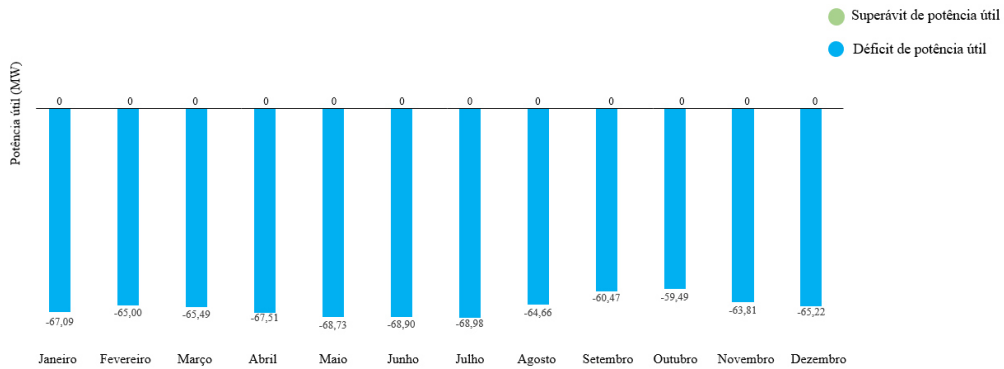
Figura 60 – Comparativo mensal entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque FV).



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

A partir dos valores obtidos de potência demandada pela Planta H_2 e de potência disponibilizada pelo parque FV (Figura 61), foram calculados o superávit e o déficit de potência útil, ou seja, o balanço mensal. A Figura destaca o completo déficit no suprimento da potência demandada para a Planta H_2 .

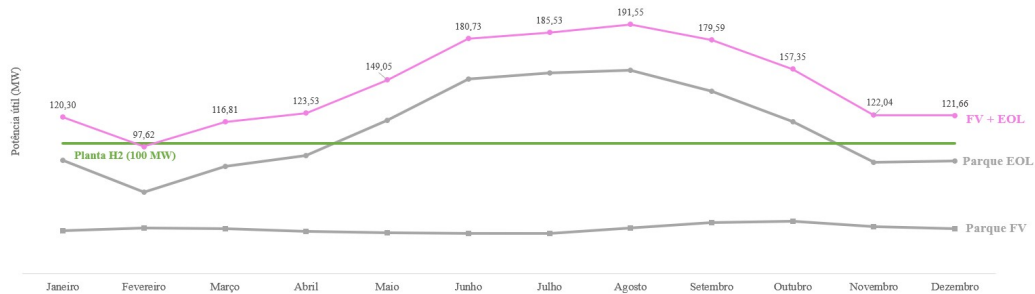
Figura 61 – Balanço mensal entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque FV).



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

Mais adiante, foi realizada a curva de potência disponibilizada do parque FV + EOL. A Figura 62 destaca separadamente cada parque (parque FV e parque EOL em cinza) e sobrepõe a curva *flat* da Planta H_2 . A Figura destaca, no mês de fevereiro, o não completo suprimento energético mensal do consumo da Planta H_2 .

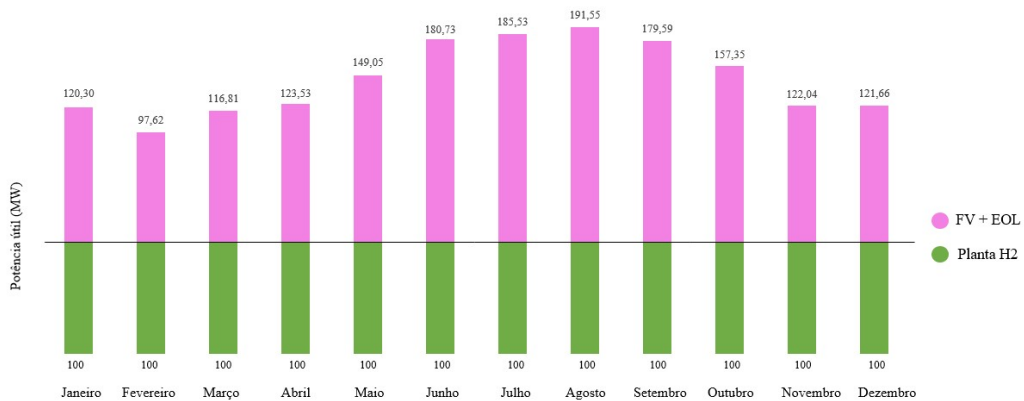
Figura 62 – Comparação entre as curvas mensais de potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (FV + EOL).



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

Em seguida, foi feito o comparativo entre a potência demandada pela Planta H_2 e a potência disponibilizada pelo parque FV+EOL (Figura 63).

Figura 63 – Comparativo mensal entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (FV + EOL).



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

A partir da comparação elaborada, foram obtidos o superávit e o déficit de potência útil, ou seja, o balanço mensal. Este balanço é resultado do cálculo da diferença numérica entre a potência disponibilizada pelo parque FV+EOL (Figura 64) e a potência demandada pela Planta H_2 . A Figura destaca o déficit no suprimento energético no mês fevereiro, implicando na certificação de parte do hidrogênio produzido como “ H_2 de fonte parcialmente renovável”.

Figura 64 – Balanço mensal entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (FV + EOL).



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

A Tabela 8 apresenta, de acordo com o cenário apresentado nesta subseção, as porcentagens de hidrogênio de fonte renovável e hidrogênio de fonte parcialmente renovável, a partir do montante anual calculado no capítulo anterior.

A Tabela 8 destaca a presença de 8,38% de H_2 de fonte parcialmente renovável, diante de outros 91,67% de H_2 de fonte renovável.

Tabela 8 – Segmentação do hidrogênio certificado mensalmente.

Correlação Temporal	Mensal
Modalidade	Produtor conectado ao SIN com PPA (FV+EOL)
Total de H_2 produzido (t H_2 /ano)	16.976,88
X % H_2 de fonte renovável	91.67 %
Z % H_2 de fonte parcialmente renovável	8.38 %

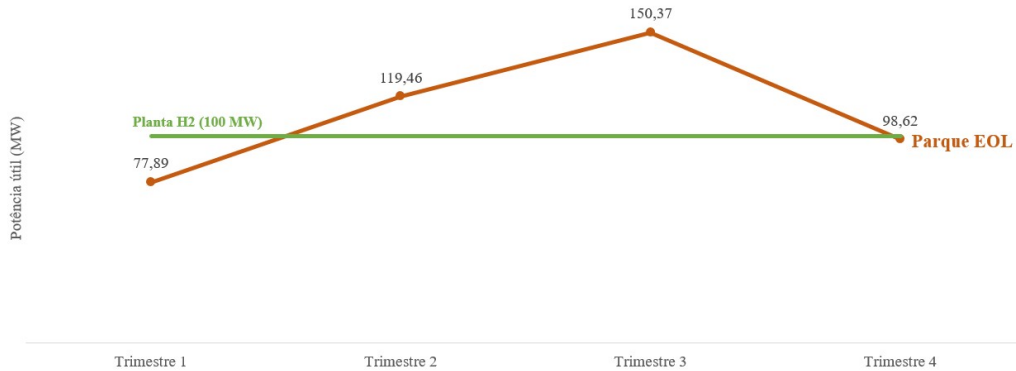
Fonte: Autor.

4.2.2 Cenário 2: correlação temporal trimestral

Esta subseção apresentará a análise trimestral de dados de potência disponibilizada, separadamente em cada parque e conjuntamente, através da associação deles. Ao fim, será feita a certificação do H_2 produzido e verificada a segmentação do produto, entre H_2 de fonte renovável e H_2 de fonte parcialmente renovável.

Primeiramente, foi feita a correlação entre a potência disponibilizada pelo parque EOL e a potência demandada pela Planta H_2 . A Figura 65 destaca o comportamento trimestral analisado.

Figura 65 – Comparação entre as curvas trimestrais de potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque EOL).

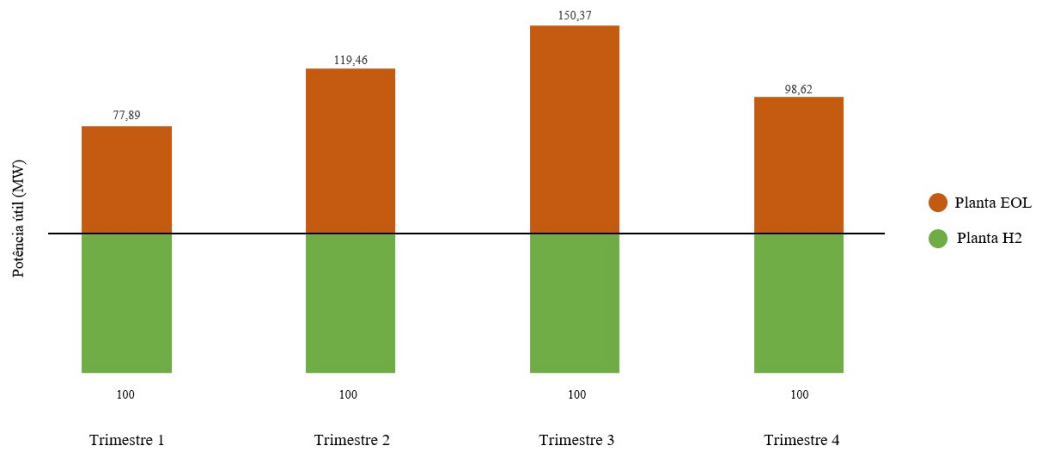


Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

Em seguida, foi feito o comparativo trimestral entre a potência demandada pela Planta H_2 e a potência disponibilizada pelo parque EOL (Figura 66).

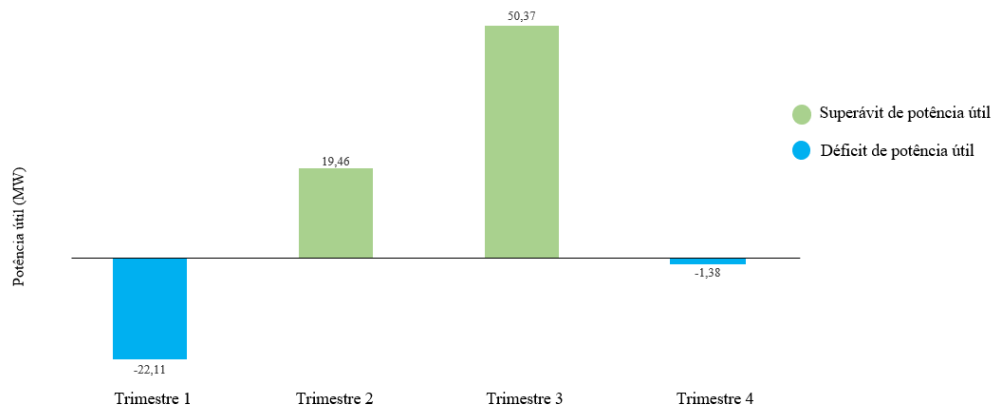
A partir da comparação elaborada, foram obtidos o superávit e o déficit de potência útil, ou seja, o balanço trimestral. Este balanço é resultado do cálculo da diferença numérica entre a potência disponibilizada pelo parque EOL (Figura 67) e a potência demandada pela Planta H_2 .

Figura 66 – Comparativo trimestral entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque EOL).



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

Figura 67 – Balanço trimestral entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque EOL).

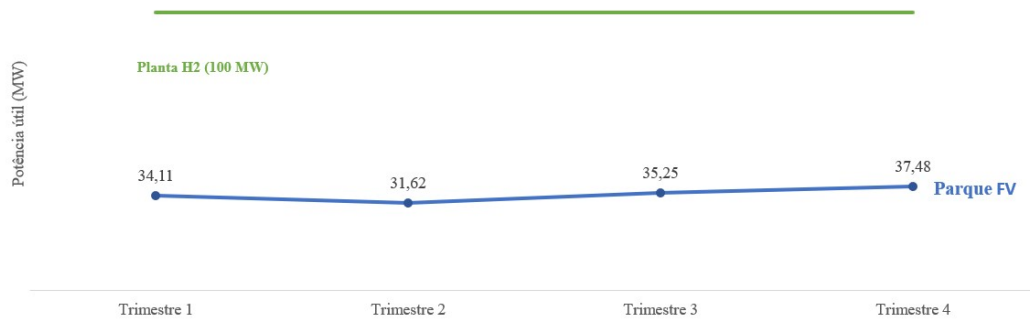


Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

Posteriormente, foi realizada a análise do comportamento trimestral da parque FV. A Figura 68 representa o comportamento, ao longo do ano, do parque FV em relação à necessidade da Planta H_2 . A Figura destaca que a potência disponibilizada trimestralmente pelo parque FV permanece abaixo da potência requerida pela Planta H_2 .

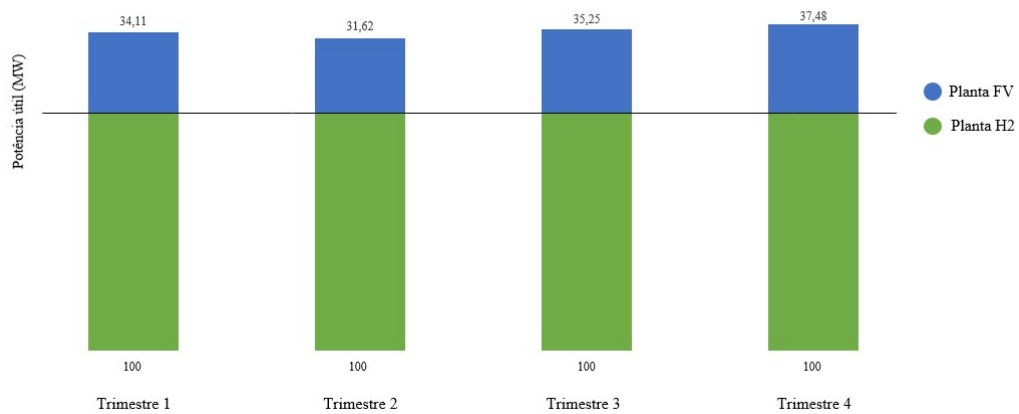
Seguidamente, foi feito o comparativo entre os valores trimestrais de potência disponibilizada pelo parque FV e os valores de potência demandada pela Planta H_2 (Figura 69).

Figura 68 – Comparativo trimestral, por sobreposição, entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque FV).



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

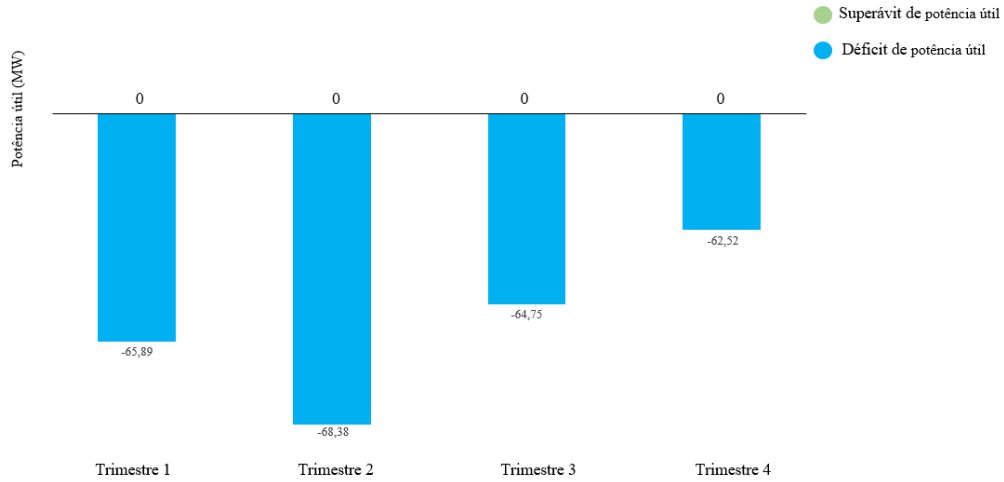
Figura 69 – Comparativo trimestral entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque FV).



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

A partir da comparação elaborada, foram obtidos o superávit e o déficit de potência útil, ou seja, o balanço trimestral. Este balanço é resultado do cálculo da diferença numérica entre a potência disponibilizada pelo parque FV (Figura 70) e a potência demandada pela Planta H_2 . O balanço destaca a incapacidade do parque FV, trimestralmente, em suprir a necessidade da Planta H_2 .

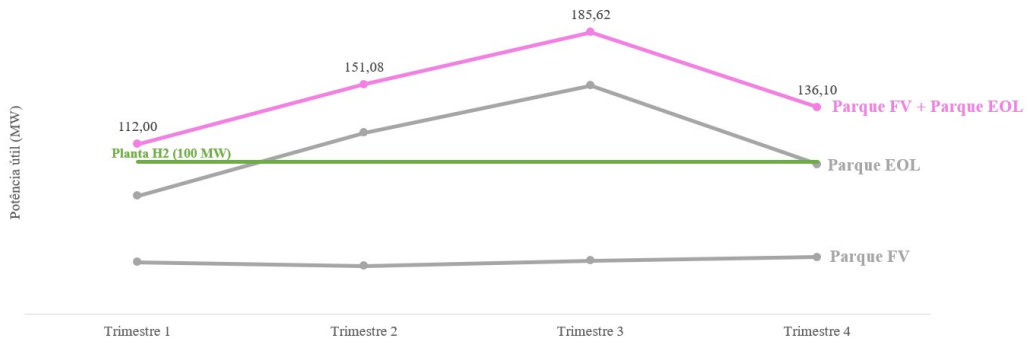
Figura 70 – Balanço trimestral entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (parque FV).



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

Em seguida, foi obtida a curva trimestral da potência disponibilizada do parque FV + EOL. A Figura 71 destaca separadamente cada parque (Parque FV e parque EOL em cinza) e sobrepõe a curva *flat* da Planta H_2 .

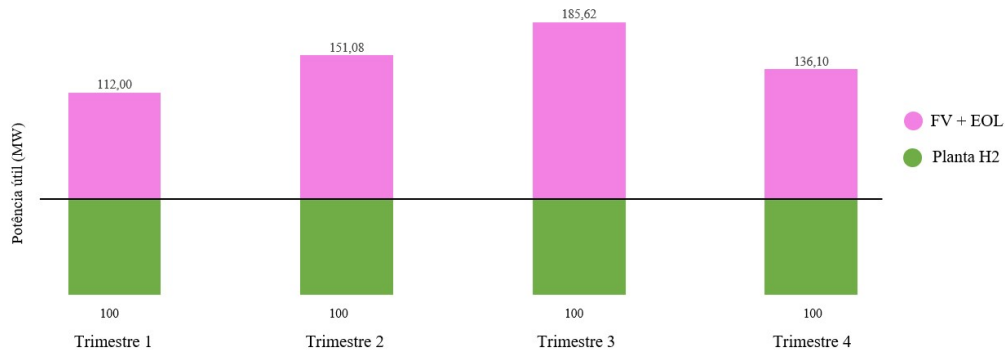
Figura 71 – Comparação entre as curvas mensais de potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (FV + EOL).



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

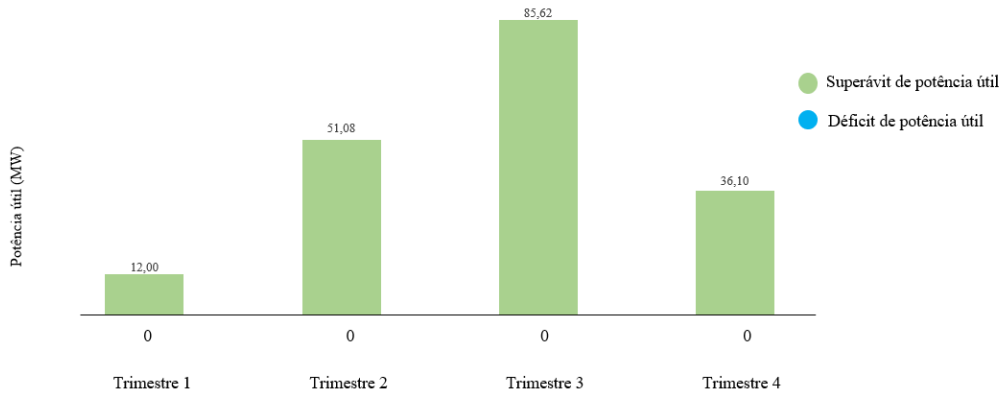
Foram realizados o comparativo (Figura 72) e o balanço entre a potência disponibilizada pela FV+EOL e a potência requerida pela Planta H_2 (Figura 73). A Figura 73 destaca o superávit em potência disponibilizada à Planta H_2 .

Figura 72 – Comparativo trimestral entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (FV + EOL).



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

Figura 73 – Balanço trimestral entre potência demandada (Planta H_2) e potência disponibilizada (FV + EOL).



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023)

Diante do cenário apresentado, o parque FV+EOL consegue, trimestralmente, suprir a potência necessária para operação da Planta H_2 . A Tabela 9 apresenta, de acordo com o cenário apresentado nesta subseção, as porcentagens de hidrogênio de fonte renovável e hidrogênio de fonte parcialmente renovável, a partir do montante anual calculado no capítulo anterior.

Tabela 9 – Segmentação do hidrogênio certificado trimestralmente.

Correlação Temporal	Trimestral
Modalidade	Produtor conectado ao SIN com PPA (FV+EOL)
Total de H_2 produzido (tH_2 /ano)	16.976,88
X % H_2 de fonte renovável	100.00 %
Z % H_2 de fonte parcialmente renovável	0.00 %

Fonte: Autor.

A Tabela 9 ressalta a possibilidade de certificação do hidrogênio produzido como “100 % Hidrogênio de fonte renovável”, a partir da correlação trimestral.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O hidrogênio vem sendo visto como instrumento relevante para a transição energética global, tendo sido elencado como um dos temas prioritários para investimento em pesquisa e desenvolvimento. O arcabouço legal e regulatório-normativo, instituído pelo CNPE, para orientar estrategicamente as ações voltadas ao desenvolvimento da economia do hidrogênio no Brasil, apresentou importantes avanços. O Conselho aprovou a governança do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2), que tem base em três pilares: políticas públicas, tecnologia e mercado. Por sua vez, a CCEE lançou, em dezembro de 2022, o Manual para Certificação de Hidrogênio do mercado brasileiro. O manual esboçou o caminho para o produtor de hidrogênio renovável interessado em certificar o H_2 produzido em território brasileiro.

Neste trabalho, foi apresentada a proposta de utilização de um contrato PPA proveniente de uma usina associada para o suprimento energético de uma planta de produção de hidrogênio certificado como “hidrogênio de fonte renovável”. Foi proposto também, o estudo da complementaridade do recurso solar e do recurso eólico no Brasil para o aumento da garantia de disponibilidade energética para produção de hidrogênio renovável. O estudo utilizou dados nominais extraídos da ANEEL e dados de geração média obtidos junto ao ONS. A certificação do hidrogênio foi baseada no Manual para Certificação de Hidrogênio da CCEE (Caso 1.1 - Produtor conectado ao SIN com PPA de fonte renovável). A usina associada foi constituída e baseada na NT 011/2018 da EPE, e na REN 954/2021 da ANEEL. As curvas de geração média de potência foram obtidas em bases horárias, mensais e trimestrais de dois parques de geração de energia renovável distintos, sendo, um solar fotovoltaico (120 MW nominais), e outro, eólico (180 MW nominais). Os parques escolhidos estão em operação na Bahia e foram associados de acordo com a regulação vigente, sendo obtida a curva de geração de energia da usina associada proposta nas três bases citadas anteriormente. Por conseguinte, foi proposta uma planta industrial de produção de hidrogênio renovável com potência útil de 100 MW. Dentro do contexto citado, foram analisados os cenários considerando correlação temporal mensal e trimestral.

Foi demonstrado no trabalho que o parque solar fotovoltaico e o parque eólico são complementares quando é analisado o gráfico de geração média horária dos dois parques. Por outro lado, os parques citados não apresentam complementaridade sazonal mensal quando as curvas de geração média mensais são sobrepostas. A associação dos parques citados possibilita a certificação de 100% do hidrogênio como “hidrogênio de fonte renovável” quando o produtor de H_2 adota a correlação temporal trimestral, partindo do PPA objeto deste estudo. Ademais, foi

observado que o mesmo PPA, quando sua correlação temporal é mensal, garante aproximadamente 92% do hidrogênio produzido como “hidrogênio de fonte renovável” e cerca de 8% como “hidrogênio de fonte parcialmente renovável”.

5.1 Trabalhos futuros

Ao longo do desenvolvimento do trabalho, diversas possibilidades se mostraram exploráveis. Aqui, listam-se sugestões de trabalhos:

- Aplicação do excedente de energia disponibilizado pelo PPA, a fim de levantar a receita pela comercialização deste excedente.
- Aplicação do estudo de complementaridade do recurso eólico e solar no Nordeste brasileiro a fim de conceber um modelo de previsão para operação sazonal de eletrolisadores.
- Aplicação do comportamento complementar dos recursos analisados buscando o refino deste estudo e parametrização da complementaridade temporal e espaço-temporal.
- Avaliação da aplicação da REN 954 para o aproveitamento eficiente do uso da rede de transmissão CUST.
- Avaliação do modelo de negócio onde o produtor de hidrogênio possui autoprodução de energia.
- Aplicação e análise da correlação geográfica e a necessidade de investimento em transmissão de energia.

REFERÊNCIAS

AMARANTE, O. d.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A. L. Atlas do potencial eólico brasileiro. **Brasília: MME**, 2001.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 954/2021: Regulamento das Usinas Híbridas e Associadas**. [s. n.], 2021. Disponível em: https://www.mayerbrown.com/-/media/files/perspectives-events/publications/2021/12/resoluo-normativa-aneel.pdf?utm_source=mondaq&utm_medium=syndication&utm_content=inarticlelink&utm_campaign=article. Acesso em: 15. nov 2022.

ANEEL. **Crescimento da potência instalada em novembro supera 1 GW**. 2022. Last accessed 10 February 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/crescimento-da-potencia-instalada-em-novembro-supera-1-gw>.

ANEEL. **Biblioteca ANEEL**. 2023. Last accessed 01 June 2023. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/>.

ANEEL. **Inserção de filtros na página web do SIGEL, para que seja feito o download do arquivo KMZ**. 2023. Last accessed 10 February 2023. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/portal/apps/webappviewer/index.html?id=c1716d81d491426197bf497ace41db8d>.

BESWICK, R. R.; OLIVEIRA, A. M.; YAN, Y. Does the green hydrogen economy have a water problem? **ACS Energy Letters**, ACS Publications, v. 6, n. 9, p. 3167–3169, 2021.

BLOG Global Energy. **Recent developments in the EU’s requirements for certification of green hydrogen**. [s. n.], 2019. Disponível em: <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=052a9580-d384-476d-beaf-b5c3160849f3>. Acesso em: 15. nov 2022.

BRANNSTROM, C. **Geographical Implications of Brazil’s Emerging Green Hydrogen Sector**. [s. n.], 2022. Disponível em: <https://muse.jhu.edu/article/855961>. Acesso em: 15. nov 2022.

CCEE. **Contabilização**. [s. n.], 2020. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/web/guest/contabilizacao>. Acesso em: 15. jun 2023.

CCEE. **Certificação de Energia**. [s. n.], 2022. Disponível em: https://www.ccee.org.br/web/guest/certificacao_de_energia. Acesso em: 15. nov 2022.

CCEE. **BOLETIM 2022**. 2023. Last accessed 21 July 2023.

CEARA, Z. **HUB DE HIDROGÊNIO VERDE DO COMPLEXO DO PECÉM**. [s. n.], 2021. Disponível em: <https://zpeceara.com.br/hubh2v/>. Acesso em: 15. nov 2022.

CEARÁ, G. do Estado do. **Complexo do Pecém apresenta HUB de Hidrogênio Verde nos Estados Unidos**. [s. n.], 2022. Disponível em: <https://www.ceara.gov.br/2022/10/10/complexo-do-pecem-apresenta-hub-de-hidrogenio-verde-nos-estados-unidos/>. Acesso em: 15. nov 2022.

CERTIFY. **CERTIFICATION PROCESS**. 2022. Last accessed 01 December 2022. Disponível em: <https://www.certifhy.eu/steps-of-certification/>.

CHENG. How green are the national hydrogen strategies?: transdisciplinaridade e incertezas nas recepções informacionais. **Climate Change and Environmental Sustainability**, v. 1, n. 1, 2022.

IEA. **The Future of Hydrogen**. [s. n.], 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. Acesso em: 15. nov 2022.

IEA. **Global Hydrogen Review 2022**. [S. l.]: OECD Publishing, 2022.

IEA. **Global Hydrogen Review 2022**. [s. n.], 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>. Acesso em: 15. nov 2022.

INPE. **Dados de irradiação para o Estado da Bahia**. 2016. Last accessed 12 June 2023. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas2_tables/BA_glo.html.

INPE. **Dados de irradiação para o Estado do CEARÁ**. 2016. Last accessed 12 June 2023. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017_CE.html#mod.

IRENA. **World Energy Transitions Outlook 2022**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2015. Dados publicados na ABNT NBR 5419-2:2015 – Proteção contra descargas atmosféricas – Parte 2: Gerenciamento de risco. Disponível em: http://www.inpe.br/webelat/ABNT_NBR5419_Ng/. Acesso em: 28 jun. 2016.

IRENA. **Coalition for Action 2021**. [S. l.]: International Renewable Energy Agency Masdar City, United Arab Emirates, 2021.

IRENA. Decarbonising end-use sectors: Green hydrogen certification. IRENA Coalition for Actiony, v. 1, n. 1, 2022.

JOLLY, W. L. **hydrogen**. Chicago: Encyclopedia Britannica, 2022. Disponível em: <https://www.britannica.com/science/hydrogen>. Acesso em: 15 nov. 2022.

JONG, P. D.; SÁNCHEZ, A.; ESQUERRE, K.; KALID, R. d. A.; TORRES, E. A. Solar and wind energy production in relation to the electricity load curve and hydroelectricity in the northeast region of Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 23, p. 526–535, 2013.

JURASZ, J.; CANALES, F.; KIES, A.; GUEZGOUZ, M.; BELUCO, A. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. **Solar Energy**, Elsevier, v. 195, p. 703–724, 2020.

KLERKE, A.; CHRISTENSEN, C. H.; NØRSKOV, J. K.; VEGGE, T. Ammonia for hydrogen storage: challenges and opportunities. **J. Mater. Chem.**, The Royal Society of Chemistry, v. 18, p. 2304–2310, 2008. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1039/B720020J>.

KUMAR, V. S. **Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review**. [s. n.], 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589299119300035#f0010>. Acesso em: 15. nov 2022.

MCKINZEY. **Green Hydrogen: an opportunity to create sustainable wealth in Brazil and the world**. [s. n.], 2021. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/br/en/our-insights/hidrogenio-verde-uma-opportunidade-de-geracao-de-riqueza-com-sustentabilidade-para-o-brasil-e-o-mundo>. Acesso em: 15. nov 2022.

MEGAWHAT. **5.04 - MegaCast: Como será a certificação do hidrogênio sustentável**. 2022. Last accessed 12 November 2022. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=WLOY1gt4wL4>.

MME. **Resolução CNPE nº2/2021:**. [s. n.], 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2021/resolucao-2-cnpe.pdf>. Acesso em: 15. nov 2022.

MME. **Resolução CNPE nº 06/2021:**. [s. n.], 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2021/resolucao-2-cnpe.pdf>. Acesso em: 15. nov 2022.

MME. **Geração hidráulica cresce em 2022 enquanto geração térmica cai.** [s. n.], 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/geracao-hidraulica-cresce-em-2022-enquanto-geracao-termica-cai>. Acesso em: 15. nov 2022.

MME. **Governo do Ceará e instituições parceiras lançam HUB de Hidrogênio Verde.** [s. n.], 2022. Disponível em: <https://www.sema.ce.gov.br/2021/02/19/governo-do-ceara-e-instituicoes-parceiras-lancam-hub-de-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 15. nov 2022.

MME. **PLS 1.878/2022:**. [s. n.], 2022. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/153923>. Acesso em: 15. nov 2022.

MME. **Projeto de Lei nº 725.** [s. n.], 2022. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/152413>. Acesso em: 15. nov 2022.

MME. **Resolução CNPE nº 06/2022:**. [s. n.], 2022. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2022/res_cnpe-6-2022.pdf. Acesso em: 15. nov 2022.

NASA. **Gráfico dos níveis globais atmosféricos de CO₂.** Washington, DC: NASA, 2022. Disponível em: <https://climate.nasa.gov/vital-signs/carbon-dioxide/>. Acesso em: 10 nov. 2022.

ONS. **Histórico da Operação - GERAÇÃO DE ENERGIA.** 2023. Last accessed 10 February 2023. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx.

ONU. **The Paris Agreement.** Nova York: ONU, 2021. Disponível em: <https://www.un.org/en/climatechange/paris-agreement>. Acesso em: 10 nov. 2022.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. d.; RÜTHER, R.; ABREU, S. d.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. d. Atlas brasileiro de energia solar. **São José dos campos: Inpe**, v. 1, 2017.

ROTTERDAM, P. O. Pecém industrial and port complex. v. 1, n. 1, 2022.

SAHU, S. G.; CHAKRABORTY, N.; SARKAR, P. Coal–biomass co-combustion: An overview. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 39, p. 575–586, 2014.

SATYAPAL, S. **Hydrogen: A Clean, Flexible Energy Carrier.** [s. n.], 2015. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/articles/hydrogen-clean-flexible-energy-carrier>. Acesso em: 15. nov 2022.

SCHMIDT, O.; GAMBHIR, A.; STAFFELL, I.; HAWKES, A.; NELSON, J.; FEW, S. Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. **International journal of hydrogen energy**, Elsevier, v. 42, n. 52, p. 30470–30492, 2017.

SEDETCE. **HUB de hidrogênio verde**. 2022. Last accessed 10 December 2022. Disponível em: <https://www.sedet.ce.gov.br/clusters-prioritarios/hub-hidrogenio-verde/>.

SEMACE. **Governo do Ceará e instituições parceiras lançam HUB de Hidrogênio Verde**. 2021. Last accessed 05 December 2022. Disponível em: <https://www.sema.ce.gov.br/2021/02/19/governo-do-ceara-e-instituicoes-parceiras-lancam-hub-de-hidrogenio-verde/>.

SHAMSI, S. **High time for hydrogen: establishing a hydrogen value chain in Europe**. [s. n.], 2021. Disponível em: <https://www.oxera.com/insights/agenda/articles/high-time-for-hydrogen-establishing-a-hydrogen-value-chain-in-europe>. Acesso em: 15. nov 2022.

SHI, X. **Quantification of fresh water consumption and scarcity footprints of hydrogen from water electrolysis: A methodology framework**. [s. n.], 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148120303487>. Acesso em: 15. nov 2022.

SOLAR, A. Bahia.(2018). **Curitiba: Camargo Schubert. Salvador: Secti: Seinfra: Cimatec/Senai**, p. 76.

STEFANIZZI, M.; CAPURSO, T.; FILOMENO, G.; TORRESI, M.; PASCAZIO, G. Recent combustion strategies in gas turbines for propulsion and power generation toward a zero-emissions future: Fuels, burners, and combustion techniques. **Energies**, MDPI, v. 14, n. 20, p. 6694, 2021.

STRATEGY, H. **UK Hydrogen Strategy**. [s. n.], 2022. Disponível em: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011283/UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf. Acesso em: 15. nov 2022.

TAIBI, E.; MIRANDA, R.; CARMO, M.; BLANCO, H. Green hydrogen cost reduction. Hydrogen Knowledge Centre, 2020.

TEREGA. <https://www.terega.fr/en/hydrogen-storage-a-challenge-for-the-development-of-the-industry>. [s. n.], 2019. Disponível em: <https://www.terega.fr/en/hydrogen-storage-a-challenge-for-the-development-of-the-industry>. Acesso em: 15. nov 2022.

TEREGA. **Hydrogen Production: A challenge for the energy transition**. [s. n.], 2022. Disponível em: <https://www.terega.fr/en/hydrogen-production-a-challenge-for-the-energy-transition>. Acesso em: 15. nov 2022.

WOODS, P.; BUSTAMANTE, H.; AGUEY-ZINSOU, K.-F. The hydrogen economy - where is the water? **Energy Nexus**, v. 7, p. 100123, 2022. ISSN 2772-4271. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S277242712200078X>.

ZÜTTEL, A. Hydrogen storage methods. **Naturwissenschaften**, Springer, v. 91, p. 157–172, 2004.